

Universidad Carlos III de Madrid
Escuela Politécnica Superior
Departamento de Tecnología Electrónica



Ingeniería Técnica Industrial: Electrónica Industrial

Proyecto Fin de Carrera

**ANÁLISIS DEL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE
MÁXIMA POTENCIA DE LOS INVERSORES
FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED**

Tutor: Vicente Salas Merino
Autor: Berta Gutiérrez Montes

Octubre 2009



ÍNDICE

1. OBJETIVOS:	5
2. ANTECEDENTES:	7
2.1 EL SOL, FUENTE DE ENERGÍA.....	7
2.1.1 ENERGÍA GRATUITA, LIMPIA E INAGOTABLE:	8
2.1.2 PROBLEMAS DE ESTA ENERGÍA:	8
2.2 UNA JUSTIFICACIÓN AL ESTUDIO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	9
2.3 CONCLUSIONES:	10
3. INTRODUCCIÓN:	12
3.1 LA ENERGÍA SOLAR	12
3.2 RAZONES PARA ELEGIR LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	13
3.3 LA SITUACIÓN DE LA FOTOVOLTAICA EN EUROPA Y EN ESPAÑA.....	15
4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS:	22
4.1 FUNDAMENTOS FÍSICOS DE LA CÉLULA SOLAR.....	22
4.2 LA CÉLULA SOLAR	27
4.2.1 TIPOS DE CÉLULAS SOLARES:	27
4.2.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO:	30
4.2.3 CONCEPTOS IMPORTANTES DE LA CÉLULA SOLAR:	31
4.3 COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	32
4.3.1 SUBSISTEMA DE CAPTACIÓN ENERGÉTICA:	33
4.3.2 SUBSISTEMA DE ACUMULACIÓN:	37
4.3.3 SUBSISTEMA DE REGULACIÓN:	39
4.3.4 SUBSISTEMA DE ADAPTACIÓN DE CORRIENTE:	40



4.4 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	41
4.4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS:	42
4.4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED:	45
5. INVERSOR:	48
5.1 TIPOS	49
5.2 NORMATIVA	53
5.2 PARÁMETROS.....	56
5.3 EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA.....	58
6. SEGUIDORES DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (SPMP)	62
6.1 IMPORTANCIA DEL SPMP.....	62
6.2 FACTORES QUE AFECTAN AL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA	63
6.2.1 IRRADIANCIA	64
6.2.2 TEMPERATURA.....	65
6.3 ALGORITMOS DE CONTROL PARA EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA	67
6.3.1 ALGORITMO DE PERTURBACIÓN Y OBSERVACIÓN (PYO)	67
6.3.2 ALGORITMO DE CONDUCTANCIA INCREMENTAL (CONDINC).....	70
7. RESULTADOS	74
7.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO	74
7.2 TENDENCIA DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA	83
7.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES	87
8. CONCLUSIONES	107
9. BIBLIOGRAFÍA	109
10. ANEXOS	112

Capítulo 1.

Objetivos



1. OBJETIVOS:

El objetivo primero de este proyecto fin de carrera es profundizar en el conocimiento de la situación actual y el funcionamiento, de la energía solar fotovoltaica y todos los componentes necesarios para producir ésta.

Dentro de este objetivo tan general que es “el conocimiento” de la energía fotovoltaica, se pretendía de alguna manera optimizar el proceso de generación de electricidad. Sin duda alguna es difícil optimizar sin realizar múltiples estudios previos al respecto y conocer, en profundidad, dónde se hallan las debilidades y fortalezas de este fenómeno, que consiste en la generación de electricidad a partir de los rayos del Sol.

Estos estudios nos dan una visión general del proceso que posteriormente nos aportará las herramientas necesarias para mejorar dónde sea posible.

Es por esto que decidimos que el objetivo principal y en el que más profundizaríamos de este proyecto debía ser y es, el **estudio del seguimiento del punto de máxima potencia involucrado en los inversores fotovoltaicos de conexión a red.**

El seguimiento del punto de máxima potencia, realizado por los inversores es todavía un punto sobre el que se puede seguir estudiando y mejorando. Hoy en día están saliendo nuevos algoritmos que demuestran ser mejores en algunos aspectos que los ya existentes, mejorando sensiblemente el rendimiento SPMP.

Para llevar a cabo este estudio, se han estudiado tres modelos de inversores de dos marcas distintas. Dicho análisis se ha realizado a partir de los resultados experimentales obtenidos bajo diferentes condiciones de irradiancia y temperatura ambiente. Hemos trabajado con un sistema fotovoltaico de conexión a red, con un generador formado por 6 paneles fotovoltaicos dándonos, una potencia máxima de 1100W, aunque en ningún momento estaban conectados los 6 paneles, hemos trabajado con 2 o 4 paneles FV.

Los equipos y el material utilizado para el desarrollo de este proyecto pertenecen a la Universidad Carlos III de Madrid, del campus de Leganés.

Capítulo 2.

Antecedentes



2. ANTECEDENTES:

2.1 EL SOL, FUENTE DE ENERGÍA.

En los últimos años las diferentes crisis económicas causadas por la variación del precio de la energía y los problemas de contaminación ambiental, han provocado el crecimiento de la toma de conciencia entre los ciudadanos del mundo, de cara a la no utilización de las energías tradicionales procedentes de los combustibles fósiles y el empleo de energías obtenidas a partir de fuentes alternativas.

Por otra parte si fuésemos capaces de utilizar de forma racional la energía contenida en la luz que nos llega continuamente del Sol, seríamos capaces de cubrir con ella todas nuestras necesidades. De hecho, cada año el valor de la energía que se consume, no llega al 0,025% (Dato del 2007) del total de energía que el Sol hace llegar a la Tierra en el mismo periodo, con lo que un aprovechamiento mínimo de la misma serviría para garantizar tanto una independencia energética absoluta como evitar los residuos y emisiones contaminantes que produce el empleo de otros combustibles.

Esta energía que se recibe en forma térmica, puede aprovecharse directamente o ser convertida en otras formas útiles como, en el caso que vamos a estudiar, en electricidad.

Para la obtención de electricidad se usan los módulos fotovoltaicos. Los paneles, módulos o colectores fotovoltaicos están formados por semiconductores tipo diodo que, al recibir radiación solar, se excitan y provocan saltos electrónicos, generando una pequeña diferencia de potencial en sus extremos. El acoplamiento en serie de varios de estos fotodiodos permite la obtención de voltajes mayores en configuraciones muy sencillas. A mayor escala, la corriente eléctrica continua que proporcionan los paneles fotovoltaicos se puede transformar en corriente alterna e inyectar en la red.

Habría que tener en cuenta que en muchas zonas de España, anualmente inciden sobre cada metro cuadrado más de 1.500 kWh de energía, lo que representa una cifra similar a la que se recibe en muchas áreas de América Central y África. [2]



2.1.1 ENERGÍA GRATUITA, LIMPIA E INAGOTABLE:

A día de hoy existen tecnologías suficientemente desarrolladas que nos permiten transformar la energía solar incidente, en calor y electricidad. Por ello no deja de ser un contrasentido que no se tomen mayores medidas para intentar aprovechar, por todos los medios técnicamente posibles, esta fuente de energía que más que renovable se debe considerar como lo que es: **gratuita, limpia e inagotable**. Por ello, el desarrollo de los sistemas basados en la utilización de la energía solar, podrá conseguir que los países se liberen de su dependencia del petróleo o de otras alternativas energéticas que resultan poco seguras, contaminantes o, simplemente, agotables.

La disponibilidad de energía en el mundo se ha convertido en un problema crucial, dado que la gran mayoría de los países, tanto los en vías de desarrollo como los industrializados, se ven afectados por las crecientes demandas requeridas para satisfacer sus metas económicas y sociales.

A partir de los últimos años, se ha reconocido como inevitable que la oferta de energía debe sufrir una transacción desde su actual dependencia de los hidrocarburos hacia aplicaciones energéticas más diversificadas, lo que implica el aprovechamiento de la variedad de fuentes de energía renovables que se disponen.

El Sol es una fuente inagotable de recursos para el hombre. Provee una energía limpia, abundante y disponible en la mayor parte de la superficie terrestre y puede por lo tanto, liberarlo de los problemas ambientales generados por los combustibles convencionales, como el petróleo y de otras alternativas energéticas, como las centrales nucleares. Sin embargo, a pesar de los avances tecnológicos de las últimas décadas, el aprovechamiento de esta opción ha sido insignificante, comparándolo con el consumo global de energía en el mundo.[2] y [5]

2.1.2 PROBLEMAS DE ESTA ENERGÍA:

Los problemas técnicos que se plantean para el aprovechamiento de la energía solar son los siguientes:



- Gran dispersión de la energía solar sobre la superficie de la tierra.
- Carácter incontrolable y variable en el tiempo de la intensidad de la radiación solar.

2.2 UNA JUSTIFICACIÓN AL ESTUDIO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

La disponibilidad de recursos energéticos es uno de los factores más importantes en el desarrollo tecnológico. A su vez, es dicho desarrollo tecnológico el que acaba determinando la utilización de ciertos tipos de energía y, por tanto, la disponibilidad de este recurso.

Estos recursos energéticos son usados por el hombre con objeto de satisfacer algunas de sus necesidades, en la mayoría de los casos en forma de calor y trabajo.

Los combustibles fósiles comprenden principalmente el petróleo y sus derivados (gasolinas, diesel, etc.), el gas natural y el carbón mineral. Al principio de la explotación de estos recursos, se consideraban ilimitados y su impacto ambiental era despreciable. Sin embargo, el extraordinario crecimiento de la población mundial (y nacional), junto con el aumento en el consumo per cápita de estos recursos, ha propiciado que sólo queden reservas de petróleo disponibles para su explotación económica durante la primera mitad del siglo XXI.

Por otro lado, el consumo masivo de hidrocarburos está produciendo ya alteraciones de la atmósfera a nivel mundial. Los niveles de dióxido de carbono que se detectan actualmente son significativamente mayores que los que existían en 1950. Esto produce el conocido efecto invernadero, que está produciendo ya un incremento en las temperaturas promedio mundiales.

Los combustibles fósiles también son los causantes de la conocida lluvia ácida, que en los bosques cercanos a las zonas altamente industrializadas está produciendo grandes daños a los suelos y por tanto a la flora y fauna. En las grandes ciudades la combinación de las emisiones de gases de combustión, con algunos otros fenómenos



Capítulo 2. Antecedentes.

naturales, produce efectos indeseables para la salud humana, como las altas concentraciones de ozono, y en general, la concentración de componentes indeseables en la atmósfera.

Tanto por razones económicas (próxima escasez de hidrocarburos) cómo ecológicas (alteración de la atmósfera y los suelos), es imperativo el desarrollo de nuevas alternativas energéticas, que sean menos agresivas con el medio ambiente. El actual esquema de consumo energético tanto en España como a nivel global, simplemente no es sustentable, es decir, no puede mantenerse indefinidamente sin amenazar su propia existencia.

2.3 CONCLUSIONES:

En realidad no existe un problema de recursos energéticos. Una parte del problema energético actual, consiste en que nuestra sociedad se ha hecho muy dependiente de un sólo recurso: los hidrocarburos. Por esto se ha rezagado el desarrollo tecnológico y, por tanto, la viabilidad económica de algunas alternativas energéticas.

La energía solar es una de las alternativas más interesantes para nuestra sociedad, por ser muy abundante en España y, al mismo tiempo, muy poco agresiva con el medio ambiente.

No es la única alternativa, y en muchos casos no es la mejor, o al menos, no la más económica, pero existen ciertas aplicaciones actuales y otras potenciales, que vale la pena estudiar y ponerlas en funcionamiento siempre que sea posible. De esta forma se ahorran fuentes de energía convencionales, se alarga su duración y se disminuye el impacto ambiental que implica su utilización.

Capítulo 3.

Introducción

3. INTRODUCCIÓN:

Para mantener un crecimiento económico sostenible, garantizando la conservación del medio ambiente y un suministro energético a largo plazo, es necesario el incremento de la eficiencia y la búsqueda de energías alternativas al petróleo.

Para sustituir la utilización masiva de petróleo, la mejor opción es aprovechar los recursos energéticos renovables: la energía solar, eólica, hidráulica, biomasa y residuos, geotérmica y la mareomotriz (oleajes, mareas, corrientes).

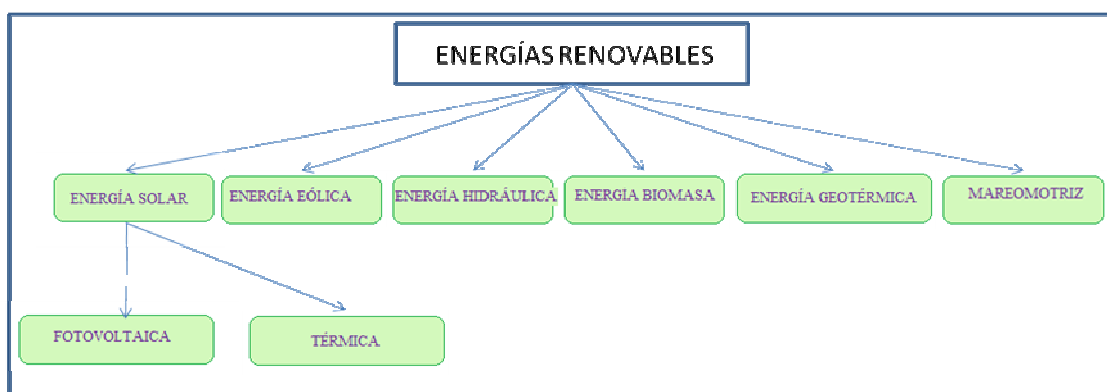


Figura 1

Estas fuentes de energía se producen de forma continua y son inagotables a escala humana, son además respetuosas con el medio ambiente.

3.1 LA ENERGÍA SOLAR

La crisis del petróleo de principio de los 70, hizo que la energía solar entrara en competición con las otras fuentes de energía. Se hicieron grandes inversiones en centrales de experimentación.

El proceso de transformación de la energía del sol se puede llevar a cabo de dos maneras:

➤ En la primera, se utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. A esta energía se le llama energía solar térmica.



➤ En la segunda, se utiliza la otra parte del espectro electromagnético del sol para producir electricidad. A esta energía, se le llama energía solar fotovoltaica.

Actualmente, la energía fotovoltaica está relevando a los sistemas convencionales en los lugares remotos, y en los lugares con acceso a la red de distribución, cada vez se está más cerca de conseguirlo.

La energía solar fotovoltaica se puede utilizar para hacer funcionar lámparas eléctricas, radios, televisores y otros electrodomésticos de bajo consumo energético, generalmente era en lugares donde no había acceso a la red eléctrica convencional, aunque como ya hemos dicho, esto ha cambiado. Se ha puesto en cabeza la utilización de la energía solar fotovoltaica de cara a la producción de energía eléctrica para su introducción en las redes de distribución y transporte eléctrico, empleando en ese caso una fuente de energía renovable y absolutamente limpia.

Es necesario disponer de un sistema fotovoltaico formado por equipos especialmente contruidos para realizar la transformación de la energía solar en energía eléctrica. De estos equipos hablaremos detalladamente en el siguiente capítulo.

3.2 RAZONES PARA ELEGIR LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

- Simplicidad. Los sistemas fotovoltaicos van a generar la electricidad, directamente a partir de la luz del sol.
- Modularidad. Un sistema fotovoltaico siempre se va a poder ampliar con nuevos elementos.
- Duración. Los módulos fotovoltaicos se fabrican de manera que son capaces de resistir todo tipo de fenómenos meteorológicos adversos.

Los fabricantes dan garantías (incluyendo producción y rendimiento) de hasta 20 o 40 años.

- Seguridad. En un sistema fotovoltaico no existe ningún riesgo potencial que pueda afectar a personas o materiales.



Capítulo 3. Introducción.

Conceptualmente la energía solar fotovoltaica como energía de fuente renovable, representa una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medio ambiente que cualquier energía convencional, debido a que se dispone de recursos inagotables a escala humana para cubrir las necesidades energéticas. En ese sentido tiene que valorarse muy positivamente la posibilidad de aplicación en el ámbito local, lo que hace innecesaria la creación de infraestructuras de transporte energético desde los puntos de producción a los de consumo.

Es también muy importante destacar que la reducción de CO₂ en sistemas fotovoltaicos es muy significativa.

Para la energía solar fotovoltaica el impacto ambiental principal se produce en los procesos de extracción de la materia prima. En cualquier caso dicho impacto ambiental es escaso dado que casi un 90% de las células fotovoltaicas se fabrican a partir de silicio, y este material es obtenido a partir de la arena y por lo tanto muy abundante en la naturaleza. [1]

Es cierto que el proceso de transformación necesario para conseguir silicio de grado solar necesita una importante cantidad de energía, pero en sí mismo no produce ningún residuo o efecto contaminante.

Durante la fase de producción de electricidad, las cargas ambientales son completamente despreciables, y por otra parte, después de transcurrida la vida útil del panel, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada tanto del panel como del resto de elementos del sistema fotovoltaico.

El principal impacto de la fase de producción es el efecto visual sobre el paisaje. No obstante, es susceptible de ser reducido de modo sencillo en la mayoría de las instalaciones con una adecuada integración en el paisaje o los edificios.

Desde un punto de vista biótico, no existen afecciones importantes ni sobre la calidad del aire, ni sobre los suelos, flora y fauna, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente.

3.3 LA SITUACIÓN DE LA FOTOVOLTAICA EN EUROPA Y EN ESPAÑA.

En 2008, la Unión Europea duplicó con creces la capacidad instalada con respecto al año anterior. Si en 2007 se instalaron 1.825,6MW, en 2008 la cifra llegó a 4.592,3 MW, lo que equivale a un crecimiento del 151,6%. De esta manera, la UE acumula ya 9.533,3 MW, el 80% de todo lo instalado en el mundo. Los sistemas conectados a red representan la casi totalidad de la potencia habilitada, mientras que los sistemas autónomos utilizados para proporcionar electricidad en lugares aislados, sumaron el año pasado 128,2MW. [13]

El mercado más potente fue el español: 2.661 MW instalados en un solo año (un incremento del 385% respecto a 2007), cubriendo el 1% de la demanda eléctrica del año pasado y este año cubrirá alrededor del 1,5%. [13]



Gráfica1 [13]

España lideró el mercado mundial con el 45% de la cuota total y Alemania bajó al segundo puesto, con un 27%; entre ambos países coparon alrededor de dos tercios del mercado global de instalaciones de producción de electricidad

Esto ha convertido también a nuestro país en el primero del mundo en instalaciones FV por habitante: 75,19 W/hab, por delante de Alemania 65,08 W/hab, mientras que

Luxemburgo, líder de esta clasificación durante años, ha quedado relegado a la tercera posición, 50,46 W/hab (Tabla1).

POTENCIA FOTOVOLTAICA POR HABITANTE	
	W/habitante
España	75,19
Alemania	65,08
Luxemburgo	50,46
Bélgica	6,67
Portugal	6,40
Italia	5,33

Fuente: EuroObserver.

Tabla 1 [13]

El problema es que muchos estudios advierten que el vertiginoso crecimiento en España, combinado con la crisis mundial, la caída del crédito y la limitación a 500 MW FV en 2009, más la bajada impuesta por el gobierno español en los incentivos a esta tecnología, pueden suponer un serio revés para el avance de la electricidad solar FV en España.

El disparado crecimiento español se explica por la anunciada rebaja en la tarifa de compra de electricidad FV desde finales de septiembre de 2008, que provocó una carrera de instalación en los meses anteriores. Antes de la revisión, la tarifa se situaba en 44,04 c€/kWh para las centrales de hasta 100 kW durante 25 años; en 41,75 c€/kWh para las comprendidas entre los 100 kW y los 10 MW; y en 22,94 c€/kWh para centrales de hasta 50 MW. [10]

El RD 1578/2008 de 26 de septiembre de 2008 acabó con estas tarifas, tan propicias para el desarrollo de instalaciones en suelo de grandes dimensiones. Ahora, la mayor tarifa va para las instalaciones en techo: 34 c€/kWh para las que no superen los 20 kW y 32 c€/kWh para sistemas de entre 20 kW y 2 MW, mientras que las centrales terrestres de hasta 10 MW reciben un máximo de 32 c€/kWh. Además, la nueva norma condiciona la potencia a instalar cada año en función de lo alcanzado en el ejercicio



Capítulo 3. Introducción.

anterior. El techo es de 500 MW este año (233 MW en suelo), 502 MW en 2010 (207 MW en suelo) y 488 en 2011 (162 MW en suelo). [10]

EVOLUCIÓN DEL MERCADO FOTOVOLTAICO 2009-2011

TIPO DE INSTALACIÓN	2009		2010		2011		CUPO 2009-2011
	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	
En edificio menor de 20 kW	27	34 c€/kWh	29	31,3 c€/kWh	32	28,8 c€/kWh	88
En edificio entre 20 kW y 2 MW	240	32 c€/kWh	265	29,4 c€/kWh	294	27,1 c€/kWh	799
Sobre suelo	233	32 c€/kWh	211	27,8 c€/kWh	171	24,1 c€/kWh	615
Total potencia anual	500		505		497		1.503

Fuente: ASIE.

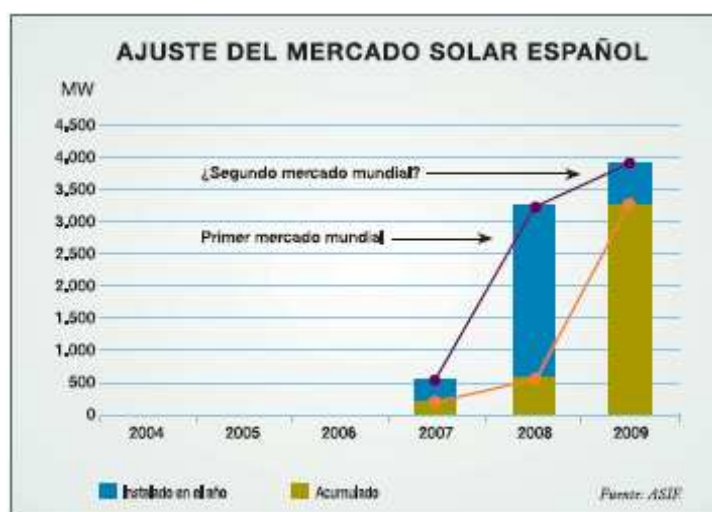
→ *Cantidades medias más probables.*

Tabla 2 [13]

La aprobación de este Real Decreto 1578/2008 provocó la parálisis del mercado nacional durante seis meses y el subsiguiente hundimiento de la demanda fotovoltaica mundial, de la que España había supuesto el 45%. En el caso español, el frenazo ha destruido el 27% del empleo fijo y el 90% del empleo temporal del sector, más de 25.000 puestos de trabajo en total. [13]

Este fortísimo ajuste –en 2009 ni siquiera se podrán instalar los 500 MW máximos que establece el RD 1578/08– ha provocado una rápida reducción del precio de los equipos solares a escala global, que puede superar el 50% a corto y medio plazo. En esta reducción inciden, además, el efecto de la exitosa I+D+i, el gran aumento de la oferta solar (el mercado mundial creció un 130% en 2008) y el final de la carencia de polisilicio, cuyos precios se habían multiplicado por 10 desde 2004. [13]

La conclusión de la mayoría de los estudios es, pues, que la actual legislación española limita la progresión de la solar FV en nuestro país, que deberá estar alrededor de los 5.000 MW a finales de 2011.



Gráfica 0.2 [13]

Para el conjunto de la Unión Europea, los pronósticos son optimistas. Incluso si el crecimiento no es tan espectacular en 2009 como en 2008, esta tecnología seguirá ganando posiciones y permitirá que haya en torno a 16.000 MW FV a las puertas de 2010 en Europa. La ralentización del mercado español se verá compensada, por la estabilidad que disfruta esta tecnología en Alemania y, sobre todo, por la consagración de nuevos grandes mercados, con el italiano a la cabeza, seguido del francés, belga, checo y portugués.

El año 2009 se presenta complicado para la energía solar fotovoltaica. Las acciones de las principales industrias que cotizan en bolsa están seriamente afectadas y los líderes del mercado, como Q-Cells o Suntech, han decidido ralentizar sus programas de crecimiento y centrarse en mantener su posición y no perder peso en el mercado, como ha ocurrido a la española Isofotón.

No obstante, en la Tercera Conferencia Internacional sobre inversión en solar FV, celebrada en Frankfurt a principios de abril pasado, se puso de relieve que la dificultad a la hora de conseguir créditos no está impidiendo que el sector siga creciendo en Europa. Aunque las plantas tardan ahora más tiempo en recibir financiación (más o menos el doble), las condiciones de compra de los módulos son mejores ya que, según señalaron los ponentes, su precio ha bajado entre un 10 y un 20% desde comienzos de este año.



Capítulo 3. Introducción.

Todos los bancos han reducido fuertemente el crédito y los préstamos a la energía solar FV no han escapado a la tendencia. La percepción de riesgo es mayor y ahora se financian más fácilmente los proyectos pequeños (de menos de 50 millones de euros) que los grandes, pero el acceso al crédito sigue siendo posible.

En cualquier caso, con la inversión en solar FV, se sabe que la vida útil de un módulo solar es de 25 a 40 años, y la inversión se recupera a los 8-12 años. Y la industria fotovoltaica se ha comprometido a seguir reduciendo los precios de esta tecnología, a una media del 8% anual, lo que equivale a que cada ocho años su precio cae a la mitad.

El objetivo de EPIA es que la solar FV proporcione a Europa hasta un 12% de la demanda de electricidad en 2020. [11]

Fotovoltaica al alcance de todos

Con esta coyuntura, el sector fotovoltaico español atraviesa un período transitorio. Mientras se adapta dolorosamente a la nueva situación del mercado, contempla cómo, gracias al citado descenso de costes y precios, se aproxima el momento en que la tecnología solar alcance la rentabilidad sin ningún tipo de ayudas; conocido como Paridad con la Red, ocurrirá a mediados de la próxima década y convertirá la instalación fotovoltaica en un electrodoméstico más del hogar.

Paralelamente, el entorno normativo está cambiando. Se comienza a elaborar el Plan de Energías Renovables 2011-2020, la Ley de energías renovables y eficiencia energética, y la nueva regulación que debe permitir a España cubrir un 20% de su consumo energético con fuentes de energía renovable, tal y como establece la Directiva 2009/28/CE.

Esta nueva regulación tiene que atender la llegada de la fotovoltaica a la Paridad de la Red y superará los muy restrictivos parámetros del RD 1578/08, muy alejados del óptimo requerido por una tecnología tan dinámica como la fotovoltaica. [10]

Informe estratégico de KPMG



Capítulo 3. Introducción.

Para facilitar el diseño de este nuevo marco regulatorio, ASIF, entre otras acciones, ha encargado un informe estratégico a KPMG, que estará listo el próximo otoño.

España, con más de 3.350 MW conectados a red, es líder mundial en penetración solar por habitante. La tecnología, ya notablemente distribuida y socializada –hay más de 50.000 instalaciones–, ha dejado de ser marginal y será básica en muy poco tiempo.

Gracias a la gran explosión solar de 2008, España ha alcanzado una masa crítica y aún puede mantener su posición de cabeza en los próximos años, afianzándose en uno de los mercados con mayor proyección global. [13]

Capítulo 4. Sistemas Fotovoltaicos



4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS:

4.1 FUNDAMENTOS FÍSICOS DE LA CÉLULA SOLAR.

- CUERPOS SEMICONDUCTORES INTRÍNSECOS:

Mientras que los cuerpos, buenos conductores ofrecen escasa resistencia al paso de los electrones y los aislantes la ofrecen elevadísima, los semiconductores presentan una resistencia intermedia entre ambos extremos.

Un elemento semiconductor es el Silicio (Si), la característica fundamental de los cuerpos semiconductores es la de poseer cuatro electrones en su órbita de valencia. Con esta estructura el átomo es inestable, pero para hacerse estable se le presenta un dilema: y es que le cuesta lo mismo desprenderse de cuatro electrones y quedarse sin una órbita, que absorber otros cuatro electrones para hacerse estable al tener ocho electrones. En estas especiales circunstancias, ciertos elementos como el Silicio y el Germanio (Ge) agrupan sus átomos de manera muy particular, formando una estructura reticular en la que cada átomo queda rodeado por otros cuatro iguales, propiciando la formación de los llamados enlaces covalentes. En estas circunstancias, la estructura de los cuerpos semiconductores, al estabilizarse, debería trabajar como buen aislante, pero no es así a causa de la temperatura. Cuanto mayor es la temperatura, aumenta la agitación de los electrones y por consiguiente enlaces covalente rotos, dando lugar a electrones libres y huecos (falta de electrón). [1]

- SEMICONDUCTORES EXTRÍNSECOS:

Como las corrientes que se producen en el seno de un semiconductor intrínseco a la temperatura ambiente son insignificantes, dado el bajo valor de los portadores libres, para aumentarlos se le añaden otros cuerpos, que se denominan impurezas. De esta forma es como se obtienen los semiconductores extrínsecos. [1]

- SEMICONDUCTORES EXTRÍNSECOS TIPO N:

En la Ilustración 1 se presenta la estructura cristalina del Silicio en la cual se ha introducido un átomo de impurezas de Sb, hecho por el que recibe el nombre de semiconductor extrínseco.

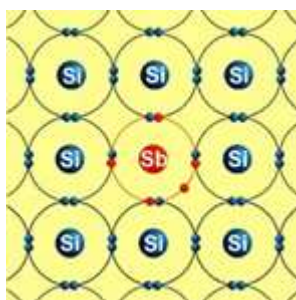


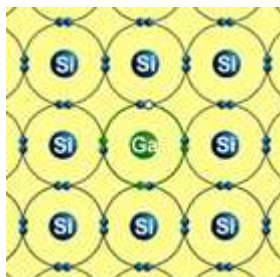
Ilustración 1

Cómo se aprecia el átomo de Sb no sólo cumple con los cuatro enlaces covalentes, sino que aún le sobra un electrón, que tiende a salirse de su órbita para que quede estable el átomo de Sb. Por cada átomo de impurezas añadido aparece un electrón libre en la estructura. Aunque se añadan impurezas en relación de uno a un millón, en la estructura del silicio además de 10^{10} electrones y 10^{10} huecos libres existen por cm^3 a la temperatura ambiente, hay ahora que sumar una cantidad de electrones libres equivalente a la de átomos de impurezas.

En estas condiciones el Si con impurezas de Sb alcanza 10^{16} electrones libres y 10^{10} huecos libres por cm^3 , siendo en consecuencia el número de portadores eléctricos negativos mucho mayor que el de los positivos, por lo que los primeros reciben la denominación de portadores mayoritarios y los segundos de portadores minoritarios y por el mismo motivo se le asigna a este tipo de semiconductores extrínsecos la clasificación de TIPO N. [1]

- SEMICONDUCTORES EXTRÍNSECOS TIPO P:

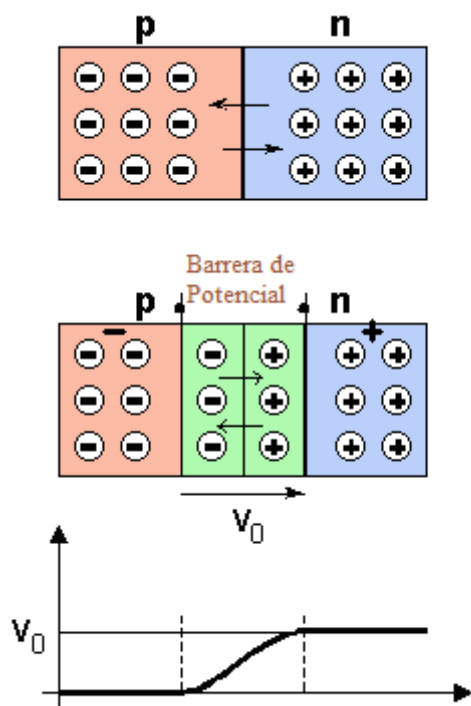
Por cada átomo de impurezas trivalente que se añade al semiconductor intrínseco aparece en la estructura un hueco, o lo que es lo mismo, la falta de un electrón.

**Ilustración 2**

Añadiendo un átomo de impurezas trivalente por cada millón de átomos de semiconductor existen 10^{16} huecos libres y 10^{10} electrones libres por cm^3 a la temperatura ambiente. Como en este semiconductor hay mayor número de cargas positivas o huecos, se les denomina a estos portadores mayoritarios mientras que los electrones libres, únicamente propiciados por los efectos de la agitación térmica son los portadores minoritarios. Por esta misma razón el semiconductor extrínseco así formado recibe el nombre de semiconductor de TIPO P, siendo neutro el conjunto de la estructura, al igual que sucedía con el TIPO N. [1]

- UNIÓN DEL SEMICONDUCTOR P CON EL N:

Al colocar parte del semiconductor TIPO P junto a otra parte del semiconductor TIPO N, debido a la ley de difusión los electrones de la zona N, con alta concentración de electrones, tienden a dirigirse a la zona P, que apenas los tiene, sucediendo lo contrario con los huecos, que tratan de dirigirse de la zona P a la zona N, proporcionando su encuentro y neutralización en la zona de unión. Al encontrarse un electrón con un hueco desaparece el electrón libre, que pasa a ocupar el lugar del hueco, y por lo tanto también desaparece este último, formándose en dicha zona de la unión una estructura estable y neutra.



Formación de la zona de carga espacial

Ilustración 3

Como quiera que la zona N en principio neutra y al colocarla junto a la zona P pierde electrones libres, cada vez va siendo más positiva, mientras que la zona P, al perder huecos, se hace cada vez más negativa. Así aparece una diferencia de potencial entre las zonas N y P, separadas por la zona de unión que es neutra. La tensión que aparece entre las zonas, llamada barrera de potencial, se opone a la ley de difusión, puesto que el potencial positivo que se va creando en la zona N repele a los huecos que se acercan de P, y el potencial negativo de la zona P repele a los electrones de la zona N.

Cuando ambas zonas han perdido cierta cantidad de portadores mayoritarios que se han recombinado, la barrera de potencial creada impide la continuación de la difusión y por tanto la igualación de las concentraciones de ambas zonas. La barrera de potencial es del orden de 0.2V cuando el semiconductor es de Ge y de unos 0.5V cuando es de Si. [1]

- EL EFECTO FOTOVOLTAICO:

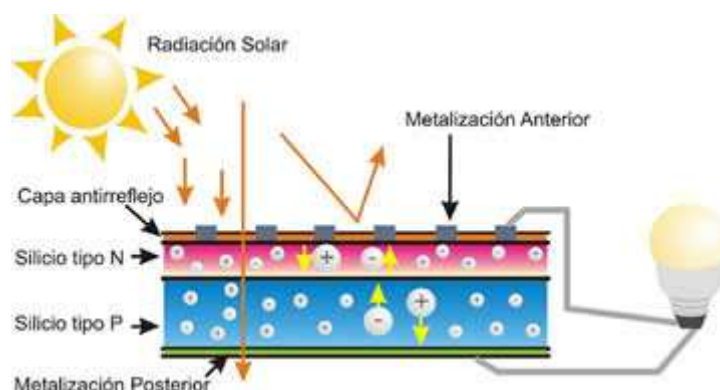


Ilustración 4

Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica están basadas en el aprovechamiento del efecto fotovoltaico. De forma muy resumida y desde el punto de vista eléctrico, el “efecto fotovoltaico” se produce al incidir la radiación solar sobre los materiales que definimos al principio, denominados semiconductores. La energía recibida provoca un movimiento caótico de electrones en el interior del material. Si se unen dos regiones de un semiconductor a las que artificialmente se ha dotado de concentraciones diferentes de electrones, (mediante la adición de las sustancias que denominamos dopantes, como pueden ser el fósforo y el boro), se provoca un campo electrostático constante que reconducirá el movimiento de electrones en la dirección y sentido que se desee. Recordemos que al material formado por la unión de dos zonas de concentraciones diferentes de electrones la denominamos unión PN. La cara iluminada será el tipo N y la no iluminada será el tipo P.

De esta forma, cuando sobre la célula solar fotovoltaica incide la radiación solar, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre las bornas de una pila. Mediante la colocación de contactos metálicos en cada una de las caras puede “extraerse” la energía eléctrica, que es utilizada en distintas aplicaciones.

4.2 LA CÉLULA SOLAR



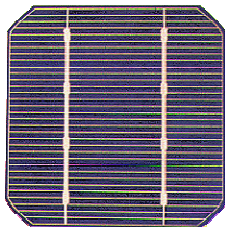
Una célula solar es un dispositivo capaz de convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica. La gran mayoría de las células solares son de silicio mono o policristalino. El primer tipo se encuentra más generalizado y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia.

4.2.1 TIPOS DE CÉLULAS SOLARES:

Generalmente el tipo de célula no sólo designa la tecnología correspondiente a los materiales empleados, sino que también designa en definitiva el tipo de instalación fotovoltaica, dividiéndose en tres familias que a continuación se irán describiendo:

SILICIO MONOCRISTALINO:

Son células formadas por un solo tipo de cristal, son bastante caras y difíciles de conseguir. A pesar de eso, consiguen unos rendimientos muy buenos, los más grandes, superiores al 30%.



Todos los átomos están perfectamente ordenados. En el proceso de cristalización al ir depositándose los átomos sobre el cristal ya formado lo hacen siempre respetando el orden. El color que presentan es muy monocromático: azulado, oscuro con un cierto brillo metálico.

La célula de monocristalino de silicio es la más usada y es comercializada como el convertidor directo de energía solar en electricidad; la tecnología utilizada para la producción de éste, es mediante el siguiente procedimiento; La producción de la célula de silicio empieza con la extracción del silicio o cristal del dióxido. Este material se desoxida en los grandes hornos, purificado y solidificado. Este proceso alcanza un grado de pureza en 98 y 99% lo que es bastante bueno bajo el punto de vista de energía y



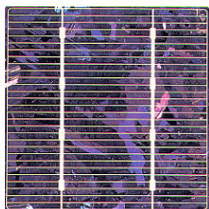
costo. Este silicio es trabajado para células fotovoltaicas y otros semiconductores y de un alto grado de pureza, donde el más grande debe llegar a 99.9999%.

Para usar el silicio en la industria electrónica además del alto grado de pureza, el material debe ser de estructura monocristalina y de densidad baja. El proceso más utilizado se denomina “proceso Czochralski”. El silicio se funde junto con una cantidad pequeña de otro elemento, generalmente Boro y a altas temperaturas; luego va extrayéndose ligeramente del material fundido un gran cilindro de monocristalino de silicio. Este cilindro está cortado en partes o rodajas de aproximadamente 300mm.

Después del corte y limpiezas de lodos de las rodajas, debe introducirse nuevamente para obtener la unión. Terminado este proceso las rodajas de silicio se exponen en el vapor en un horno dónde la temperatura varía entre 800 a 1000°C.

Entre las células fotovoltaicas que tienen como base el silicio, los que tienen como base los monocristalinos tienen mayor eficacia. Las fotocélulas comerciales obtuvieron con el proceso descrito una eficacia de aproximadamente 15% podría llegar a 18% en células hechas en laboratorios.

SILICIO POLICRISTALINO:



Formado por la agrupación de cristales de silicio donde las direcciones de alineamiento de los átomos cambian cada cierto tiempo durante el proceso de deposición. Tienen el aspecto de una amalgama de cristales de distintos tonos azulados y grises con brillo metálico.

Las células de policristalino de silicio son más baratas que las de silicio monocristalino porque ellos exigen un proceso de reparación menos riguroso de las células. Su eficacia, sin embargo, es menor en comparación a las células de monocristalino de silicio. El proceso de pureza del silicio usado en la producción de las células de policristalino de silicio es similar al proceso de monocristalino, lo que permite obtener niveles de eficacia compatibles. Básicamente las técnicas de producción de células de policristalino son los mismos, sin embargo el proceso es menos riguroso.



Capítulo 4. Sistemas Fotovoltaicos.

Ellos pueden prepararse para el corte de un lingote, de cintas o depositando una película en un sustrato, tanto para el transporte de vapor en cuanto a la inmersión. Cada técnica produce cristales con las características específicas, incluso el tamaño, la morfología y la concentración de los defectos. A lo largo de los años, el proceso de la producción ha tenido una eficacia máxima alcanzando el 12.5% en las balanzas industriales.

SILICIO AMORFO:

Una célula de silicio amorfo difiere de las otras estructuras cristalinas por el grado de desorden presentado en la estructura de sus átomos. El aspecto es de tonos color marrón y gris-oscuro. Es el silicio típico de las calculadoras y otros pequeños objetos con funciones muy diversas.

El uso de silicio amorfo en las fotocélulas ha mostrado grandes ventajas en las propiedades eléctricas y en el proceso de la producción. Por presentar una gran absorción de la radiación solar en la lámina, podría ser fabricado por la deposición de varios tipos de sustrato. El silicio amorfo viene mostrando una tecnología fuerte para los sistemas fotovoltaicos de bajo costo. Asimismo presenta un costo reducido en la producción, por lo que el uso de silicio amorfo tiene dos desventajas: la primera es su baja conversión comparada a las células monocristalinas y policristalinas de silicio; segundo, las células son pronto afectadas por un proceso de degradación en los primeros meses de funcionamiento, reduciendo como a eficacia a lo largo de la vida útil. Por otro lado, el silicio amorfo presenta ventajas que compensan las deficiencias dichas anteriormente, ellas son: el proceso de su producción es relativamente simple y barato; la posibilidad de producción de células a gran escala; y el bajo consumo de energía en la producción.



OTROS:

Paneles policristalinos de lámina delgada.

Paneles para el espacio: El primer uso que se le dio a la energía fotovoltaica.

Paneles de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre.

Teluro de cadmio.

Seleniuro de cobre e indio.

Arseniuro de galio o de concentración.

Paneles bifaciales. [1]

4.2.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO:

Cuando conectamos una célula solar a una carga y la célula está iluminada se produce una diferencia de potencial en los extremos de la carga y circula una corriente por la carga (efecto fotovoltaico).

La corriente entregada a una carga por una célula solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen, estas son:

- Corriente de iluminación: debida a la generación de portadores que produce la iluminación.
- Corriente de oscuridad: debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga. Los fotones serán los que formarán, al romper el enlace, los pares electrón-hueco y debido al campo eléctrico producido por la unión de materiales en la célula de tipo P y N se separan antes de poder recombinarse formándose así la corriente eléctrica que circula por la célula y su carga.

Algunos fotones pueden no ser aprovechados para la creación de la energía eléctrica por diferentes razones:

Los fotones que tienen energía inferior al ancho de banda prohibida del semiconductor atraviesan el semiconductor sin ceder su energía para crear pares electrón-hueco.



Aunque un fotón tenga una energía mayor o igual que el ancho de banda prohibida puede no ser aprovechado ya que una célula no tiene la capacidad de absorberlos a todos. [1]

4.2.3 CONCEPTOS IMPORTANTES DE LA CÉLULA SOLAR:

- Punto de máxima potencia (PM): Es el producto del valor de tensión (VM) e intensidad (IM) para los que la potencia entregada a una carga es máxima.
- Factor de Forma (FF): Se define como el cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito, es decir:

$$FF = \frac{IM * VM}{VO * ICC}$$

El factor de forma suele tomar valores entre 0.7-0.8 para las células más habituales (silicio y arseniuro de galio).

- Eficiencia de conversión energética: se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga y la potencia concerniente a la irradiancia incidente (PL) sobre la célula:

$$\eta = \frac{PM}{PL} = \frac{IM * VM}{PL}$$

- Influencia de la Temperatura en los Parámetros básicos de una célula fotovoltaica: al aumentar la temperatura

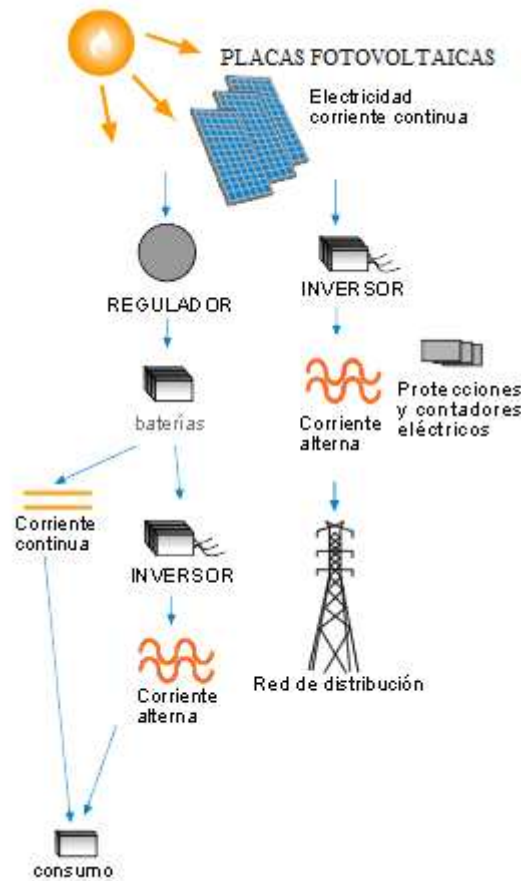
Aumenta ligeramente la Intensidad de cortocircuito.

Disminuye la tensión de circuito abierto, aprox: -2.3mV/°C

El Factor de Forma disminuye.

El rendimiento decrece. [5]

4.3 COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS



Esquema de los componentes necesarios en los sistemas fotovoltaicos

Ilustración 5

Los componentes de un sistema fotovoltaico dependen del tipo de aplicación que se considere y de las características de la instalación. Para el caso de un sistema autónomo, los componentes necesarios para que funcione correctamente y tenga una elevada fiabilidad son: Placas fotovoltaicas, acumuladores eléctricos, regulador de carga e inversor. En cambio, las instalaciones conectadas a la red de distribución eléctrica se caracterizan por no incorporar acumuladores, ya que la energía que se envía a la red no necesita acumularse.

Los principales elementos de una instalación fotovoltaica son:

4.3.1 SUBSISTEMA DE CAPTACIÓN ENERGÉTICA:

Un panel solar está constituido por varias células iguales conectadas eléctricamente entre si, en serie o en paralelo de forma que la tensión y la corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie para alcanzar el nivel de corriente deseado.



Ilustración 6

El panel fotovoltaico es una estructura robusta y manejable sobre la que se colocan las células fotovoltaicas. Los módulos pueden tener diferentes tamaños (los más utilizados tienen superficies que van de los 0.5m² a los 1.3 m²) y constan normalmente 36 células conectadas eléctricamente en serie.

Además el panel cuenta con otros elementos, a parte de las células solares que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los exteriores, asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción frente a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica.

- Cubierta exterior de vidrio que debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar. Se caracteriza por su resistencia, alta transmisividad y bajo contenido en hierro.
- Protección posterior que igualmente debe dar una gran protección frente a los agentes atmosféricos. Usualmente se emplean láminas formadas por distintas capas y materiales, de diferentes características.

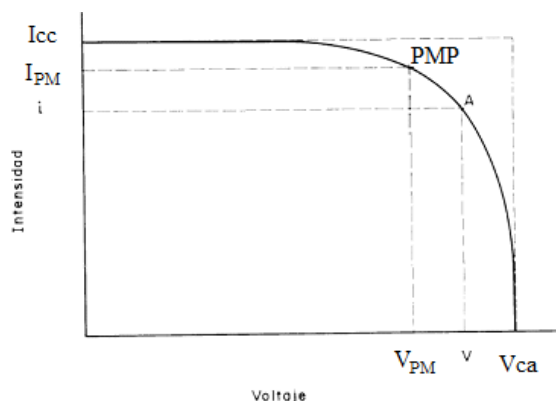


- Marco metálico de aluminio, que asegura una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el módulo está realizada mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel.
- Cableado y bornas de conexión, habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas estancas.
- Diodo de protección contra sobrecargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento del panel.

Normalmente, los paneles utilizados, están diseñados para trabajar en combinación con baterías de tensiones múltiplo de 12V. Tienen entre 28 y 40 células, aunque lo más típico es que cuenten con 36. La superficie del módulo puede variar entre 0.1 y 0.5m² y presenta dos bornas de salida, positiva y negativa y, a veces, alguna intermedia para colocar diodos de protección.

CARACTERÍSTICA (I-V) DE UN PANEL FOTOVOLTAICO:

Una de las características eléctricas esenciales de los módulos fotovoltaicos es su curva de trabajo I-V (intensidad-tensión). Los valores de tensión y corriente del módulo dependen de la insolación, de la temperatura de la célula, de la masa de aire que atraviese la radiación solar, y por supuesto de la resistencia óhmica de la carga conectada. Para poder comparar unos módulos con otros se homogenizan las condiciones de medida de los valores de V e I. En la curva I-V podemos definir los siguientes valores típicos:



gráfica 3 [12]

- Tensión de circuito abierto (V_{ca}): que se obtiene de dejar los terminales del panel en circuito abierto ($I=0$), entre ellos aparece al recibir la radiación una tensión que será máxima.
- La corriente de cortocircuito (I_{cc}): que se obtiene al cortocircuitar los terminales del panel ($V=0$) que al recibir la radiación solar, la intensidad que circularía por el panel es de corriente máxima.

Sabemos que la potencia eléctrica de un generador de corriente continua se mide en vatios (w) y se puede definir por la siguiente expresión:

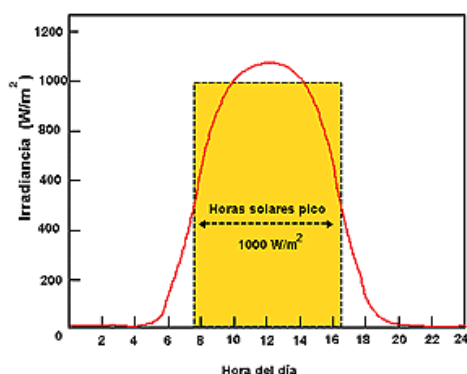
$$P = V * I$$

Así tenemos:

- Potencia pico, P_{pm} : es la potencia máxima en vatios que puede generar un módulo en las condiciones estándar de radiación incidente. La potencia pico es el producto de la tensión pico por la intensidad pico.
- Intensidad pico i_{pm} y tensión de pico v_{pm} : son el valor de la intensidad y la tensión que hacen que la potencia sea máxima en las condiciones estándar.

Una vez conocidos estos parámetros, podemos determinar cómo afectan diferentes factores a los paneles fotovoltaicos.

- **Intensidad de la radiación:** la intensidad aumenta con la radiación, permaneciendo más o menos constante el voltaje. Es importante conocer este efecto, ya que los valores de la radiación cambian a lo largo de todo el día (gráfica4), en función del ángulo del sol con el horizonte, por lo que es importante la adecuada colocación de los paneles, existiendo la posibilidad de cambiar su posición a lo largo del tiempo, bien según la hora del día o la estación del año. Un mediodía a pleno sol equivale a una radiación de 1000W/m^2 . Cuando el cielo está cubierto, la radiación apenas alcanza los 100W/m^2 .



Curva irradiancia a lo largo de un día [12]

gráfica 4

- **Temperatura de las células solares:** La exposición al sol de las células provoca su calentamiento, lo que lleva aparejados cambios en la producción de electricidad. Una radiación de 1000W/m^2 es capaz de calentar una célula unos 30°C por encima de la temperatura del aire circundante, a medida que aumenta la temperatura, la tensión generada es menor, por lo que es recomendable montar los paneles de tal manera que estén bien aireados, y en el caso de que sea usual alcanzar altas temperaturas, plantearse la posibilidad de instalar paneles con un mayor número de células.

Este factor condiciona enormemente el diseño de los sistemas de concentración, ya que las temperaturas que se alcanzan son muy elevadas, por lo que las células deben estar



diseñadas para trabajar en ese rango de temperatura o bien contar con sistemas adecuados para la disipación del calor.

4.3.2 SUBSISTEMA DE ACUMULACIÓN:

Este sistema se da para aquellas instalaciones aisladas o autónomas que no necesitan la conexión a red.

En estas instalaciones fotovoltaicas lo más habitual es utilizar un conjunto de baterías para almacenar la energía eléctrica generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los momentos de baja o nula insolación. Hay que destacar que la fiabilidad de la instalación global de electrificación depende en gran medida de la del sistema de acumulación, siendo por ellos un elemento al que hay que dar la gran importancia que le corresponde.

De cara a su empleo en instalaciones de electrificación fotovoltaica, es necesario conocer los siguientes conceptos:

- Capacidad: Es la cantidad de electricidad que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. La capacidad de un acumulador se mide en Amperios-hora (Ah). Para acumuladores fotovoltaicos es usual referirse a tiempo de descarga de 100 horas. También al igual que para módulos solares puede definirse el voltaje de circuito abierto y el voltaje en carga. Las baterías tienen un voltaje nominal que suele ser de 2, 6, 12, 24V, aunque siempre varíe durante los distintos procesos de operación. Es importante el voltaje de carga, que es la tensión necesaria para vencer la resistencia que opone el acumulador a ser cargado.
- Eficiencia de carga: Es la relación entre la energía empleada para cargar la batería y la realmente almacenada. Si la eficiencia de carga es baja, es necesario dotarse de un mayor número de paneles para realizar las mismas aplicaciones.
- Auto descarga: Es el proceso por el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse.



- Profundidad de descarga: Se denomina profundidad de descarga al valor en tanto por ciento de la energía que se ha sacado de un acumulador plenamente cargado en una descarga. Como ejemplo, si tenemos una batería de 100Ah y la sometemos a una descarga de 20Ah, esto representa una profundidad de descarga del 20%.

En diferentes fases de desarrollo se encuentran baterías de distintos tipos, algunos de los cuales son:

- Plomo ácido (Pb-ácido)
- Níquel-Cadmio (Ni-Cd)
- Níquel-Zinc (Ni-Zn)
- Zinc-Cloro (Zn-Cl₂)

De todas ellas más del 90% del mercado corresponde a las baterías de plomo ácido, que, en general, y siempre que pueda realizarse un mantenimiento, son las que mejor se adaptan a los sistemas de generación fotovoltaica. Dentro de las de plomo ácido se encuentran las de Plomo-Calcio (Pb-Ca) y las de Plomo-Antimonio (Pb-Sb). Las primeras tienen a su favor una menor auto descarga, así como un mantenimiento más limitado, mientras que las de Pb-Sb de tipo abierto y tubular se deterioran menos con la sucesión de ciclos y presentan mejores propiedades para niveles de baja carga. Este segundo tipo de baterías soporta grandes descargas y siempre tienen, atendiendo a las condiciones de uso, una vida media de diez o quince años.

Por su implantación a nivel comercial tienen también cierta importancia los acumuladores de Níquel-Cadmio, que entre otras ventajas frente a las de plomo ácido presentan la posibilidad de ser empleados sin elemento regulador, la posibilidad de permanecer largo tiempo con bajo estado de carga, la estabilidad en la tensión suministrada y un mantenimiento mucho más espaciado en el tiempo. Sin embargo, su coste se cuadruplica y su baja capacidad a régimen de descarga lenta, desaconseja su uso en gran parte de las aplicaciones fotovoltaicas. [3]



4.3.3 SUBSISTEMA DE REGULACIÓN:

Éste sistema también es muy habitual en los sistemas fotovoltaicos autónomos ya que los de conexión a red no tienen batería, y no necesitan un control tan exhaustivo, para ellos tienen a los inversores que más adelante explicaremos.

Para un funcionamiento satisfactorio de la instalación en la unión de los paneles solares con la batería ha de instalarse un sistema de regulación de carga. Este sistema es siempre necesario, salvo en el caso de los paneles autorregulados. El regulador tiene como misión fundamental impedir que la batería continúe recibiendo energía del colector solar una vez que ha alcanzado su carga máxima. Si, una vez que se ha alcanzado la carga máxima, se intenta seguir introduciendo energía, se inician en la batería procesos de gasificación (hidrólisis del agua en hidrógeno y oxígeno) o de calentamiento, que pueden llegar a ser peligrosos y, en cualquier caso, acortaría sensiblemente la vida de la misma.

Otra función del regulador es la prevención de la sobre descarga, con el fin de evitar que se agote en exceso la carga de la batería, siendo éste un fenómeno, que puede provocar una sensible disminución en la capacidad de carga de la batería en sucesivos ciclos. Algunos reguladores incorporan una alarma sonora o luminosa previa a la desconexión para que el usuario pueda tomar medidas adecuadas, como reducción del consumo, u otras. Los reguladores más modernos integran las funciones de prevención de la sobrecarga y las sobredescargas en un mismo equipo, que además suministra información del estado de carga de la batería, la tensión existente en la misma y van provistos de sistemas de protección tales como fusibles, diodos, etc., para prevenir daños en los equipos debidos a excesivas cargas puntuales. Estos reguladores también pueden incorporar sistemas que sustituyan a los diodos encargados de impedir el flujo de electricidad de la batería a los paneles solares en la oscuridad, con un costo energético mucho menor.

Por otra parte en el mercado existen diversos tipos de reguladores, con prestaciones muy distintas. En general, la mayoría de los reguladores están provistos de diferentes



Capítulo 4. Sistemas Fotovoltaicos.

sistemas de medida (voltímetros, contadores) y de alarmas luminosas o sonoras para prevención de sobrecargas o descargas excesivas, incorporando además otras funciones para conocer en todo momento el estado de la instalación. En ciertos casos, existe la posibilidad de conexión en el regulador de un ordenador con el fin de conocer la evolución de la instalación. Los reguladores están diseñados para interrumpir el servicio de la instalación cuando así sea necesario, contándose con rearme automático (el propio regulador reanuda el suministro una vez solucionado el problema que originó la parada), o rearme manual. En ciertos casos (cuando la desconexión se produce por descarga excesiva de las baterías, por ejemplo), ciertos reguladores no permiten el rearme hasta que se alcance de nuevo el nivel mínimo de funcionamiento.

También existen en el mercado, según se dijo anteriormente, y como un intento de reducir el costo de los sistemas fotovoltaicos, los paneles autorregulados. Están diseñados para trabajar directamente conectados al subsistema de acumulación y adaptan automáticamente por si mismos la energía generada una vez que la acumulación ha alcanzado su grado de carga determinado. Es decir, no incorpora ningún elemento especial de regulación y saca provecho de la adaptación natural entre las curvas características del panel y del acumulador en relación a la tensión.

Los sistemas autorregulables son apropiados en instalaciones pequeñas y remotas, de mantenimiento difícil y en situaciones en que la captación se ha dimensionado de manera que es difícil y en situaciones en que la captación se ha dimensionado de manera que es difícil que se produzcan sobrecargas. [5]

4.3.4 SUBSISTEMA DE ADAPTACIÓN DE CORRIENTE:

En este apartado, se va a hacer referencia a los convertidores e inversores, elementos cuya finalidad es adaptar las características de la corriente generada a la demanda total o parcialmente por las aplicaciones.

En determinadas aplicaciones que trabajan en corriente continua, no es posible hacer coincidir las tensiones proporcionadas por el acumulador con la solicitada por todos los



elementos de consumo. En estos casos la mejor solución es un convertidor de tensión continua.

En otras aplicaciones, la utilización incluye elementos que trabajan en corriente alterna. Puesto que tanto los paneles como las baterías trabajan en corriente continua es necesaria la presencia de un inversor que transforme la corriente continua en alterna.

Un inversor viene caracterizado principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar a la del generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

Por otra parte, existen en el mercado tipos muy diferentes de inversores, con grados de complejidad y prestaciones muy variables. Según el tipo de cargas que vaya a alimentar, es posible utilizar inversores muy simples, de onda cuadrada o si así se requiere, inversores de señal senoidal, más o menos sofisticados.

El inversor es un elemento muy importante de las instalaciones de conexión a red como es nuestro objeto de estudio, por esta razón más adelante profundizaremos más en este tema.

4.4 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Se define como sistema fotovoltaico al conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas, independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden dividir en dos categorías:

- Aislados (stand alone)
- Conectados a la red (grid connected)



Capítulo 4. Sistemas Fotovoltaicos.

Los sistemas aislados, por el hecho de no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche. Durante la fase de insolación es, por tanto, necesario prever una acumulación de la energía no inmediatamente utilizada, que es proporcionada a la carga cuando la energía disponible es reducida e incluso nula.

Una configuración de este tipo implica que el campo fotovoltaico debe estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y de la recarga de las baterías de acumulación.

Los sistemas conectados en red, en cambio, normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tiene posibilidad de alimentación alternativa.

En este caso, se pueden obtener sistemas de alta fiabilidad integrando el sistema aislado con una fuente energética tradicional, por ejemplo, diesel (sistema híbrido diesel-fotovoltaico).

La tarea de los sistemas conectados a la red es, por tanto, la de introducir en la red la mayor cantidad posible de energía. [9]

4.4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS:

Los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA) son conjuntos de elementos interconectados entre sí con el fin de proporcionar energía eléctrica a una determinada carga o cargas, entendiéndose como cargas los elementos de iluminación, equipos de telecomunicación, frigoríficos, etc.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son:



- Módulos fotovoltaicos
- Regulador de carga
- Inversor
- Sistema de acumulación (baterías de acumulación)

En este tipo de sistemas, la energía producida por los módulos fotovoltaicos es almacenada en baterías de acumulación. La carga es alimentada, a través del regulador de carga, por la energía acumulada en las baterías.

El regulador de carga sirve fundamentalmente para preservar los acumuladores de un exceso de carga por el generador fotovoltaico y de la descarga por el exceso de uso. Ambas condiciones son nocivas para la correcta funcionalidad y la duración de los acumuladores.

Ya que normalmente la potencia requerida por el usuario no es proporcional a la radiación solar (y, por consiguiente, a la producción eléctrica de un sistema fotovoltaico) una parte de la energía producida por el campo fotovoltaico tiene que ser almacenada para poder ser reutilizada cuando el usuario la necesite. Esta es la finalidad del sistema de acumulación.

Un sistema de acumulación está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de forma que garantice la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica. Las baterías que se utilizan con esta finalidad son acumuladores de tipo estacionario y sólo en casos muy especiales es posible utilizar baterías tipo automoción.

Las baterías para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos:

- Bajo valor de autodescarga
- Larga vida útil
- Manutención casi nula
- Elevado número de ciclos de carga-descarga

En cuanto al inversor, su finalidad en los sistemas aislados es la de transformar corriente continua (CC) producida por el campo fotovoltaico, en corriente alterna (CA), necesaria para la alimentación directa de los usuarios.

En este caso, el inversor tiene que estar dimensionado para poder alimentar directamente la carga que se le quiere conectar.

Es evidente que, de todos modos, el inversor en este tipo de instalaciones (sistemas aislados) no es un componente indispensable. De hecho, es posible incluso alimentar directamente con corriente continua de baja tensión la carga. [9]

ELEMENTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO:

Aquí se presentan los dos tipos de esquemas de sistemas fotovoltaicos autónomos según sea el carácter de las cargas:

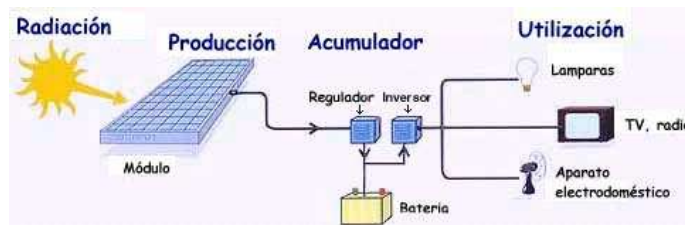
- Este esquema es utilizado cuando las cargas necesitan corriente continua: Iluminación, equipos corriente continua, frigoríficos especiales, etc.



Instalación solar fotovoltaica sin inversor, utilización a 12Vcc

Ilustración 7

- Este otro esquema se utiliza cuando las cargas necesitan corriente alterna tales como motores de bombeo, electrodomésticos en general, etc.



Instalación solar fotovoltaica con inversor, utilización a 220Vca

Ilustración 8

4.4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED:

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son aquellos cuya instalación está motivada por la inyección de energía eléctrica a la red, ya sea con ánimo de venta de la producción eléctrica de nuestro sistema fotovoltaico o como apoyo a la red eléctrica.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico “grid connected” son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor para la conexión a red
- Dispositivo de intercambio con la red eléctrica
- Contador de energía bidireccional

El inversor es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga.

Es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los módulos (12V, 24V, 48V,...) en energía alterna (generalmente 220V), para alimentar el sistema y/o introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia (MPPT) y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

El dispositivo de intercambio con la red sirve para que la energía eléctrica introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma.

Finalmente, el contador de energía mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento. [9]

Aquí se presenta el esquema tipo de un sistema fotovoltaico conectado a red:

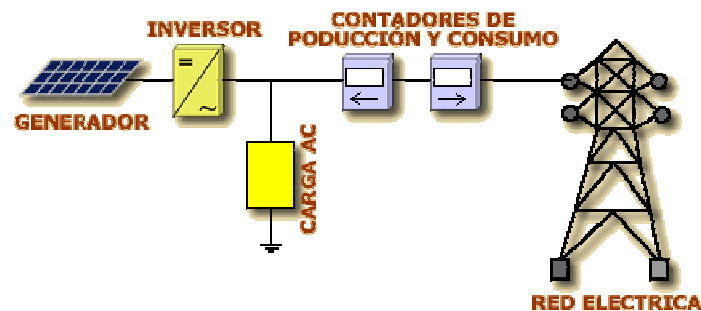


Ilustración 9

Capítulo 5.

Inversor



5. INVERSOR:

Un inversor es un circuito utilizado para convertir corriente continua en corriente alterna. Los inversores son utilizados en una gran variedad de aplicaciones, desde pequeñas fuentes de alimentación para ordenadores y pequeños equipos electrónicos, hasta aplicaciones industriales para manejar alta potencia. Los inversores también son utilizados para convertir la corriente continua generada por los paneles solares fotovoltaicos en corriente alterna y de esta manera poder inyectarla en la red eléctrica. Así mismo también son utilizados en instalaciones eléctricas aisladas donde la energía que se produce se consume en el mismo lugar sin que se inyecte nada a la red principal.

Los inversores para conexión a la red eléctrica de sistemas fotovoltaicos además de trabajar con el máximo rendimiento de conversión eléctrica DC/AC han de generar energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia y bajas interferencias electromagnéticas). También han de cumplir la normativa de seguridad para personas, equipos y la red eléctrica. Los inversores fotovoltaicos de conexión a red operan directamente conectados al generador FV por lo que habitualmente disponen de seguimiento del punto de máxima potencia, SPMP, del generador FV con el objeto de optimizar el grado de aprovechamiento de la energía potencial producida por el generador FV.

En las instalaciones de conexión a red, la salida del inversor está conectada directamente a la red de distribución de la compañía, sin pasar por los equipos de consumo de la vivienda.

En España el real decreto 1663/2000, indica que si la potencia nominal del inversor o suma de inversores es menor o igual a 5 Kw, la conexión con la red de distribución debe ser monofásica, mientras que si dicha potencia nominal excede de los 5 Kw la conexión se debe de realizar de forma trifásica. La conexión trifásica se puede realizar con un solo inversor con salida trifásica o con tres inversores monofásicos conectados en paralelo. [12]



Capítulo 5. Inversor.

Los inversores que se utilizan en la actualidad suelen realizar las siguientes funciones:

- Transformación de la corriente y tensión continua producida en el generador fotovoltaico en una corriente y tensión alterna de acuerdo a las condiciones de la red.
- Ajuste del punto de trabajo del inversor al punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.
- Recogida de datos y señalización (como por ejemplo indicaciones, almacenaje de datos, retransmisión de datos).
- Elementos de seguridad de la parte de corriente continua y alterna (por ejemplo protección de la polaridad, protección contra una sobretensión, protección contra una sobrecarga, elementos de mantenimiento y otras protecciones).

5.1 TIPOS

Los inversores de uso fotovoltaico se clasifican generalmente atendiendo a dos criterios: su aplicación y su forma de onda.

Según la aplicación:

-Inversores autónomos: son los utilizados en los sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados de la red eléctrica externa.

-Inversores de conexión a red: son los utilizados en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica externa. Como se verá más adelante en este manual, este tipo de inversores debe disponer de unas características y cumplir unos requisitos reglamentarios específicos.



Según la forma de onda:

-De onda cuadrada: característica de algunos inversores económicos de baja potencia, aptos para la alimentación exclusiva de aparatos puramente resistivos, como elementos de iluminación y otros.

-De onda modulada: también característica de inversores de baja potencia, pero con un espectro de posibles elementos de consumo más amplio que el tipo anterior, que incluye alumbrado, pequeños motores y equipos electrónicos no muy sensibles a la señal de alimentación.

-De onda senoidal pura: este tipo de inversores proporciona una forma de onda a su salida que, a efectos prácticos, se puede considerar idéntica a la red eléctrica general, permitiendo así la alimentación de cualquier aparato de consumo o , en su caso, la conexión a red.

-De onda senoidal modificada (o trapezoidal) intermedio entre los dos anteriores, permite ampliar el espectro de elementos de consumo y de potencia, limitado en el de onda cuadrada modulada.

Otras clasificaciones existentes serían:

Según el principio de funcionamiento de los inversores de conexión a red se clasifican en guiados por la red o autoguiados.

-Inversores guiados por la red:

Los inversores guiados por la red tienen como principio básico un puente de tiristores. Estos inversores se utilizan convencionalmente en la automatización (técnicas de impulsión, movimiento de motores...). Hoy en día los inversores utilizados en las grandes plantas fotovoltaicas utilizan este tipo de tecnología. Para inversores monofásicos de poca potencia ($< 5 \text{ KW}$) todavía existen pocos fabricantes que oferten inversores para instalaciones fotovoltaicas basados en esta tecnología.

-Inversores autoguiados:

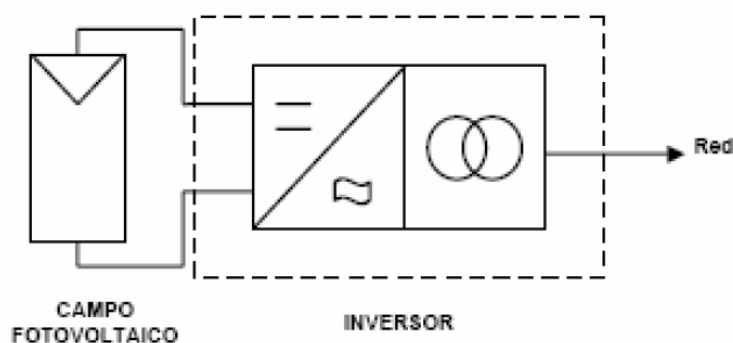
En los inversores autoguiados se utiliza como principio básico un puente de materiales semiconductores que se pueden conectar y desconectar. En función de la potencia del inversor y del nivel de funcionamiento, se emplean los siguientes materiales semiconductores:

- Mosfet (transistores de efecto de potencia)
- Transistores bipolares
- GTO (tiristores desconectables de hasta 1 K)
- IGBT (transistores bipolares de puerta aislada)

Con estos disyuntores se permite la reproducción de la onda sinusoidal mediante el principio de modulación de ancho de pulso (PWM).

-Inversores autoguiados con transformador de baja frecuencia:

Los inversores autoguiados de conexión a red utilizan un transformador de baja frecuencia a 50Hz para adaptarse a la tensión de la red. A través del campo magnético del transformador el circuito de corriente continua se separa eléctricamente del circuito de salida del inversor (separación galvánica).



Un inversor típico autoguiado con un transformador de baja frecuencia se compone de los siguientes elementos básicos de conexión:

- Regulador de conexión
- Puente completo
- Transformador de la red
- Seguidor PMP (seguidor del punto de máxima potencia)
- Controlador lógico y controlador de red

En cuanto a las configuraciones del sistema, otra posible clasificación de los inversores de conexión a red es:

-Inversores centrales en los que la instalación fotovoltaica dispone de un único inversor. Habitualmente son inversores de elevada potencia.

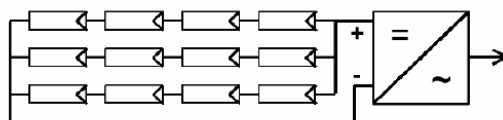


Figura 2

-Inversores modulares, habitualmente denominados “string inverters”, son inversores de potencias en el rango de 1 a 5 kW. En el cual se encuentran los utilizados en este trabajo

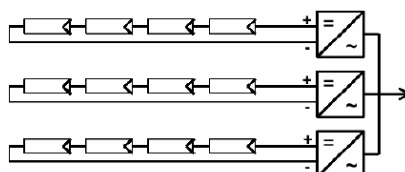


Figura 3

-Inversores integrados en módulos FV o módulos AC, en lo que el inversor está integrado en la caja de conexiones o se puede adherir a la parte posterior del módulo FV. [8]

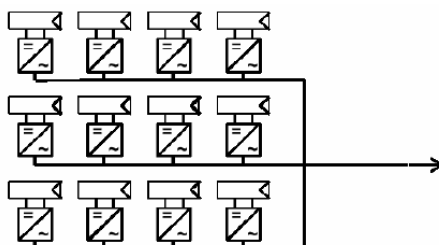


Figura 4



5.2 NORMATIVA

Las normas internacionales IEEE 929-2000 (IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems), y su equivalente UNE-EN 61727, y la UL 1741 (Normativa internacional UL 1741. Static Inverters and Charge Controllers for Use in Photovoltaic Power Systems), recogen las características que deben cumplir los inversores de conexión a red, así como los procedimientos de medida y ensayo (Grid-Tied Test Plan). Son de especial importancia en España los conocidos y multireferenciados Reales Decretos 2818/1998, 2224/1998 y 1663/2000. El RD 2224/1998, de 16 de octubre, regula la figura del instalador fotovoltaico autorizado por el que se establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalados de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia, sin perjuicio de la normativa autonómica que resulte de aplicación. El RD 2818/1998 de 23 de diciembre de 1998 (publicado en el BOE de 30 de diciembre) regula la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración. En lo que se refiere a la energía solar fotovoltaica, establece incentivos económicos hasta que se instale un total de 50 MW. Algunos de estos datos, han cambiado con la aprobación del Real Decreto 1578/2008, hay cambios en las tarifas, en la potencia máxima que se puede instalar, etc.

Las condiciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas amparadas por el anterior RD de potencia nominal (potencia de inversores) no superior a 100 kVA están recogidas en el RD1663/2000 de 29 de septiembre (BOE de 30 de septiembre 2000) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. El BOE núm. 148, 11948 resolución de 31 de mayo de 2001 establece el modelo de facturación de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica (modificado por el Real Decreto 1578/2008, como ya mencionamos anteriormente).

La distorsión armónica de la onda de corriente generada por el inversor fotovoltaico está regulada por la norma EN 60 555/2 o IEC 61000-3-2 equivalente en la EN61000-33-4. La compatibilidad electromagnética y marcado “CE” viene regulado en la



directiva Europea, Directive 89/336/CEE, modificada por la directiva 93/68/CEE, y Real Decreto RD 444/1994.

La instalación debe disponer al menos de:

Magnetotérmico. Tipo ICP ajustado a un 130% de la potencia de generación. Éste actúa cortando la corriente en caso que se superase la potencia indicada.

Diferencial de alta sensibilidad, (30 mA) para detectar derivaciones (fugas) de la corriente en caso que pudiesen resultar peligrosas para las personas o instalaciones. Corta la corriente en caso necesario.

Se recomienda la separación del circuito de corriente continua del inversor mediante seccionador, fusibles u otro elemento de corte.

Listado de leyes y reales decretos:

Real Decreto 2366/1994 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 2818/1998, de 23 diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Incluye esquema



unifilar correspondiente a las instalaciones de generación y enlace (BOE N° 148, de 21/6/2001).

Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. BOE núm. 224 del miércoles 18 de septiembre.

Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Ley 10/2004, de 9 de diciembre, de la Generalitat, del Suelo No Urbanizable. [2004/12638]

Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005.



Decreto 177/2005, de 18 de noviembre, del Consell de la Generalitat, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica. [2005/X12936]

Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006
LEY 14/2005, de 23 de diciembre, de la Generalitat, de Medidas Fiscales, de Gestión Financiera y Administrativa, y de Organización de la Generalitat.

Ley 14/2005, de 23 de diciembre, de la Generalitat, de Medidas Fiscales, de Gestión Financiera y Administrativa, y de Organización de la Generalitat.

Resolución de 14 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la tabla de potencias normalizadas para todos los suministros en baja tensión.

Real Decreto 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.

Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. [15]

5.2 PARÁMETROS

Los parámetros característicos de un inversor son:

-Tensión nominal: es la tensión que se debe aplicar a los terminales de entrada del inversor. Los inversores disponibles comercialmente para uso fotovoltaico se ofrecen con tensiones nominales características de este tipo de sistemas.



-Potencia nominal: es la potencia que puede suministrar el inversor de forma continuada. Su rango comercial oscila normalmente entre los 100 y los 5000 vatios, aunque existen de potencias superiores.

-Capacidad de sobrecarga: se refiere a la capacidad del inversor para suministrar una potencia considerablemente superior a la nominal así como al tiempo que puede mantener esta situación.

-Forma de onda: en los terminales de salida del inversor aparece una señal alterna caracterizada principalmente por su forma de onda y los valores de tensión eficaz y frecuencia de la misma.

-Eficiencia (o rendimiento)- es la relación, expresada en tanto por ciento, entre las potencias presentes a la salida y a la entrada del inversor. Su valor depende de las condiciones de carga del mismo, es decir, de la potencia total de los aparatos de consumo alimentados por el inversor en relación con su potencia nominal.

Además de las ya mencionadas, disponen de toda una serie de características, entre las que destacan:

- *Protección contra sobrecargas.*
- *Protección contra cortocircuitos.*
- *Protección térmica.*
- *Protección contra inversión de polaridad.*
- *Estabilización de la tensión de salida.*
- *Arranque automático.*
- *Señalización de funcionamiento y estado.*

5.3 EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Con el fin de suministrar el máximo de potencia inyectada a la red de distribución de la compañía, el inversor debe hacer que el generador fotovoltaico trabaje en el punto de máxima potencia. El punto de máxima potencia esta variando constantemente a lo largo del día y de los días dependiendo de las condiciones climatológicas. El inversor consigue que el generador funcione en el punto de máxima potencia porque lleva incorporado un seguidor de máxima potencia o MPPT. Este dispositivo consiste básicamente en un convertidor DC-DC que se conecta delante del propio inversor y ajusta la tensión de entrada del inversor a la tensión del punto de máxima potencia del generador.

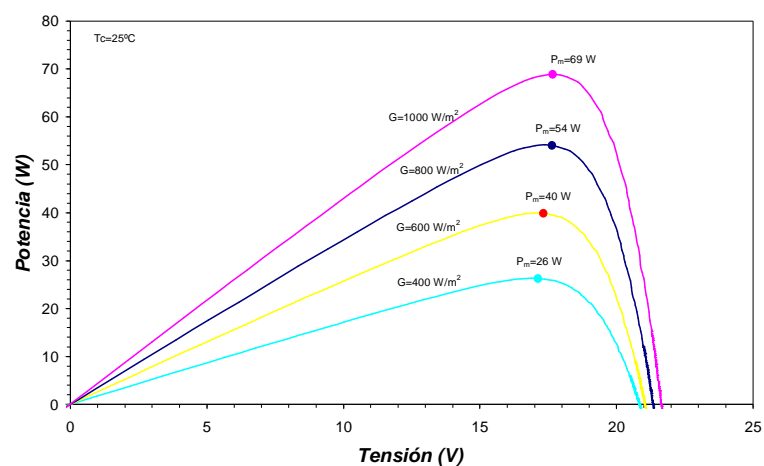
La potencia DC que el inversor puede obtener de un generador fotovoltaico depende del punto de trabajo en la curva I-V. La potencia máxima depende de las condiciones ambientales, irradiancia y temperatura. El inversor debería operar idealmente en todo momento en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Debido a que es necesario un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia, se puede definir un rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia, η_{SPMP} , como el cociente entre la energía DC obtenida realmente y la energía DC que se obtendría en un seguimiento ideal.

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_0^t P_{real} dt}{\int_0^t P_m dt}$$

Donde P_{real} es la potencia en un instante determinado y P_m es la potencia máxima del generador fotovoltaico para unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de operación. Hay un único punto en una curva I-V, el punto de máxima potencia, PMP, en el que el generador produce la máxima potencia. Para que el inversor opere en el PMP es necesario un algoritmo en el que se controla la tensión de operación del generador FV. Existen diferentes algoritmos: perturbación y observación, conductancia incremental, capacidad, voltaje constante, voltaje corregido con la temperatura, lógica difusa, etc.... No obstante los más utilizados en inversores de conexión a red son el de

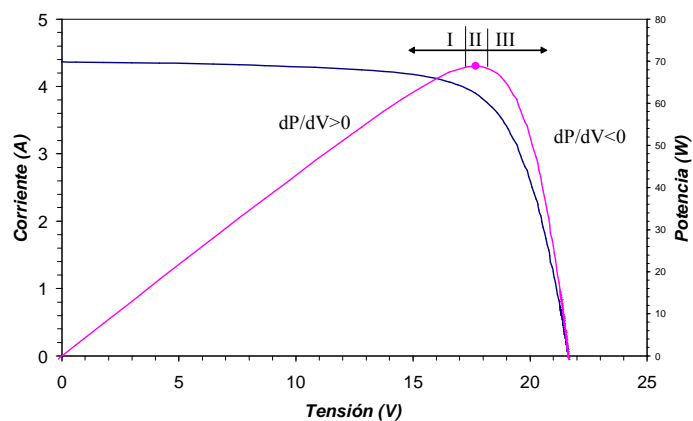


perturbación y observación y el de conductancia incremental, que los explicaremos con más detalle en el capítulo 6. Resumidamente, en el método de la perturbación y observación se modifica la tensión de operación, ΔV , y se mide el incremento de potencia, ΔP . En caso de un incremento positivo se continúa con el sentido de incremento de tensión y viceversa. El método de la conductancia incremental consiste en la medida del valor de $\Delta P/\Delta V$. Si esta derivada es positiva, entonces es necesario incrementar el valor de la tensión. Si la derivada es negativa, se disminuye el valor de la tensión. Estos algoritmos, tienen algunas dificultades que pueden hacer que el rendimiento de seguimiento disminuya en determinadas condiciones. A muy bajos niveles de irradiancia la curva de potencia se hace muy plana y hace más difícil discernir la localización del PMP. En el caso de variaciones bruscas de la irradiancia, como sucede en días con nubes y claros, puede ocurrir un comportamiento errático en el SPMP. Cuando aumenta la irradiancia puede ocurrir que dado que la potencia aumenta se continúe cambiando la referencia de tensión hacia valores opuestos a la tensión del PMP. Estos problemas se pueden corregir mediante la inclusión de diferentes tiempos de perturbación del valor de la tensión en función de la evolución de la variación de potencia en el tiempo, o realizando variaciones alternadas de las perturbaciones de tensión.



Variación de las curvas de potencia de un módulo fotovoltaico con la irradiancia, G

Gráfica 0.1



Principio del seguimiento del punto de máxima potencia de un módulo o generador fotovoltaico.

gráfica 0.2

Capítulo 6.

Seguidores del PMP



6. SEGUIDORES DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (SPMP)

Los seguidores de máxima potencia también conocidos por sus siglas anglosajonas MPPT (Maximum Power Point Trakers) son dispositivos electrónicos que consiguen que el generador fotovoltaico entregue en todo momento la potencia máxima que sea capaz de generar para los niveles de irradiancia y temperatura existentes en ese momento.

La respuesta del panel solar se puede analizar mediante su curva característica I-V. Esto hace que el funcionamiento de los seguidores de máxima potencia esté basado en el control de unas variables eléctricas que nos permita conocer en qué punto de la curva característica está trabajando el generador fotovoltaico. Estas variables generalmente son tensión y corriente medidas directamente del generador o el uso de otras variables que nos permitan calcular la tensión y corriente del generador como por ejemplo la tensión y corriente que hay a la salida del seguidor.

Los seguidores de máxima potencia suelen implementarse generalmente en convertidores electrónicos de potencia (convertidores CC/CC o inversores). Estos convertidores hacen el seguimiento del MPP y una transformación de energía.

6.1 IMPORTANCIA DEL SPMP

El coste (no sólo económico) de un sistema de generación de energía eléctrica fotovoltaico está asociado a la eficiencia total del sistema. Por eso, para incrementar la eficiencia es importante fijar un seguidor de máxima potencia (maximum power point tracker-MPPT). La eficiencia total es definida como:

$$\eta_{\text{total}} = \eta_{\text{PV}} * \eta_{\text{MPPtrack}} * \eta_{\text{inverter}}$$

$$\eta_{\text{total}} = \text{Eficiencia total del sistema fotovoltaico}$$

$$\eta_{\text{PV}} = \text{Eficiencia de la placa solar}$$

$$\eta_{\text{inverter}} = \text{Eficiencia del inversor fotovoltaico}$$

$$\eta_{\text{MPPtrack}} = \text{Eficiencia del seguidor de máxima potencia.}$$

El punto de máxima potencia de un sistema fotovoltaico depende de la radiación solar y de la temperatura de la placa solar. Este es el motivo principal por el que es

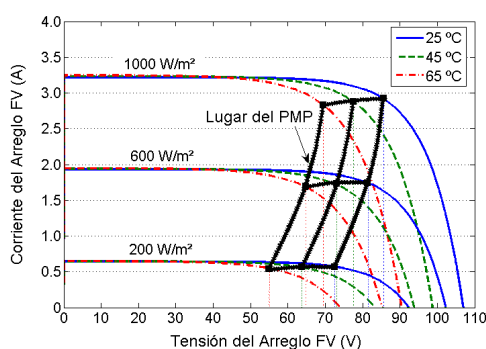


necesario un seguimiento del punto de máxima potencia constantemente. Por lo que mantendremos nuestra atención en este último punto.

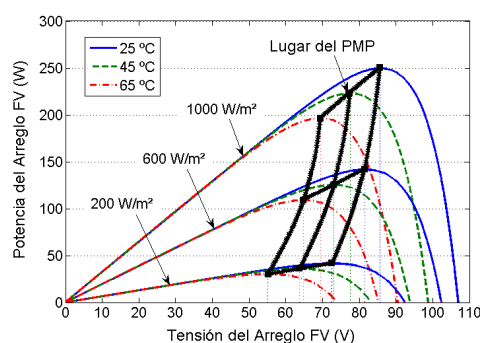
6.2 FACTORES QUE AFECTAN AL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Los paneles fotovoltaicos, en realidad, no tienen una curva característica sino una familia de curvas. Esta familia de curvas depende de dos variables principales, la irradiancia y la temperatura.

Las gráficas 7 y 8 muestran las curvas características de corriente-tensión y potencia-tensión de salida de un sistema FV, respectivamente, para diferentes niveles de radiación solar y temperatura de celda. Como puede observarse, el sistema FV presenta un PMP que divide la curva característica de $I-V$ de salida en dos partes: la parte izquierda se define como una región de fuente de corriente en donde la corriente de salida se aproxima a un valor constante, y la parte derecha es una región de fuente de tensión en donde la tensión de salida varía dentro de un cierto rango. Puesto que el PMP cambia con variaciones de radiación y temperatura, se requiere un ajuste continuo de la tensión en los terminales del sistema para proveer la máxima potencia generada a la carga. Además, considerando que para aplicaciones acopladas a la red eléctrica las cargas suministradas por los sistemas FV operan con una tensión constante, es necesario encontrar el PMP de la celda solar independientemente de la tensión de la carga. Como resulta evidente a partir de las gráficas 7 y 8, el punto de operación óptimo del sistema FV, es decir el PMP, describe una trayectoria para diferentes condiciones de radiación y de temperatura. De este modo queda definido el lugar del PMP para diferentes condiciones climáticas, y de esta forma los valores máximos y mínimos de tensión en los terminales del sistema FV.



gráfica 7



gráfica 8

Curvas características de un sistema (I-V y P-V) para varios niveles de radiación solar y temperatura de celda

Resulta evidente a partir de las figuras anteriores la influencia de ambos factores climáticos sobre las características $I-V$ y $P-V$ de salida.

6.2.1 IRRADIANCIA

La irradiancia es el factor más importante que afecta al MPP y a cualquier sistema fotovoltaico en general porque la potencia máxima que puede entregar el panel depende en gran medida de la irradiancia pudiendo incluso despreciarse otros factores como la temperatura.

En general la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de forma que se puede considerar que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es proporcional a la irradiancia:

$$I_{SC}(E_2) = I_{SC}(E_1) * \frac{E_2}{E_1}$$

Dónde: $I_{SC}(E_2)$ es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E_2

$I_{SC}(E_1)$ es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E_1

Esta ecuación es válida para variaciones de irradiancia a temperatura constante, y resulta una aproximación cuando ésta varía, ya que supone despreciar los efectos que la temperatura tiene sobre la corriente de cortocircuito. Sin embargo podemos considerarlo



como una expresión adecuada para tener una idea de cuáles serían los valores de la I_{SC} a diferentes irradiancias ya que el error que se comete es inferior al 0.5%.

La irradiancia va a desplazar la curva I-V del panel hacia arriba a medida que ésta sea mayor, es decir, a más irradiancia, más corriente va a generar el módulo fotovoltaico por lo que mayor será la corriente en el MPP. Esto se puede apreciar mejor gráficamente en la gráfica 7.

La tensión en el MPP del panel, aumenta con la irradiancia pero en muy poca medida pudiendo considerarse casi constante, de forma que a más irradiancia, más potencia producirán los módulos fotovoltaicos.

Es muy importante esta dependencia de la curva del panel con la irradiancia porque los días que esté lloviendo o que estén muy nublados, la potencia que pueda suministrar un módulo fotovoltaico caerá drásticamente llegando en algunos casos extremos a valores pequeños casi depreciables, cercanos a 0.

Debido a la total dependencia de la potencia con la irradiancia que ofrece un panel, ésta afecta a la situación geográfica dónde se coloca el panel, su orientación e inclinación entre otras cosas.

6.2.2 TEMPERATURA

La temperatura es un factor que va a afectar a los módulos fotovoltaicos pero en menor medida que la irradiancia. A diferencia de la irradiancia, la temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la curva característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{SC} (éste muy ligeramente). En la gráfica 8 puede verse un ejemplo de la variación de la curva característica I-V de un generador fotovoltaico al variar la temperatura manteniendo la irradiancia constante.

Existen tres coeficientes α , β y γ que presentan la variación de los parámetros fundamentales de la característica V-I del generador fotovoltaico con la temperatura. Así, α expresa la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, β la variación del voltaje de circuito abierto y γ la variación de la potencia máxima. En



general, los fabricantes de módulos FV incluyen en sus hojas de características técnicas los valores de estos tres coeficientes, cuyos valores más comunes pueden ser:

$$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \approx -0.04\%$$

$$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \approx -0.37\%$$

$$\gamma = \frac{\partial P_{MAX}}{\partial T} \approx -0.44\%$$

Los valores presentados en estas ecuaciones son valores típicos para dispositivos de silicio monocristalino expresados en porcentaje, sin embargo es más común encontrarse estos valores como referencia a los de una célula constituyente del módulo fotovoltaico con valores típicos, para el caso de una célula de $\sim 100\text{cm}^2$:

$$\alpha \approx 1.5 \text{ mA}/^\circ\text{C}$$

$$\beta \approx -2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$$

$$\frac{1}{P_{max}} \gamma = -0.00441/^\circ\text{C}$$

El aumento de temperatura disminuye la tensión en el MPP pero a diferencia de lo que pasaba con la influencia de la irradiancia en la corriente en el MPP, la tensión en el MPP disminuye, pero sus valores no caen por los suelos ya que la temperatura es una magnitud con menos rango de variación porcentual que la irradiancia.

Como consecuencia del aumento de la temperatura, el generador entrega una menor potencia máxima a su salida (gráfica 8). Para reducir los efectos de la temperatura es conveniente colocar los módulos fotovoltaicos en lugares que estén ventilados y que tengan una ligera brisa de aire.

6.3 ALGORITMOS DE CONTROL PARA EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

El seguimiento del punto de máxima potencia implica que el sistema FV opere siempre en la máxima relación de tensión/corriente de salida. La simulación del sistema FV proporciona medios flexibles para analizar y comparar el rendimiento de diferentes algoritmos de SPMP cuando se opera bajo condiciones climáticas específicas. De aquí en adelante, se discuten los métodos de control de SPMP principales, como lo es el método de “Perturbación y Observación” (PyO) y el método de “Conductancia Incremental” (CondInc).

6.3.1 ALGORITMO DE PERTURBACIÓN Y OBSERVACIÓN (PYO)

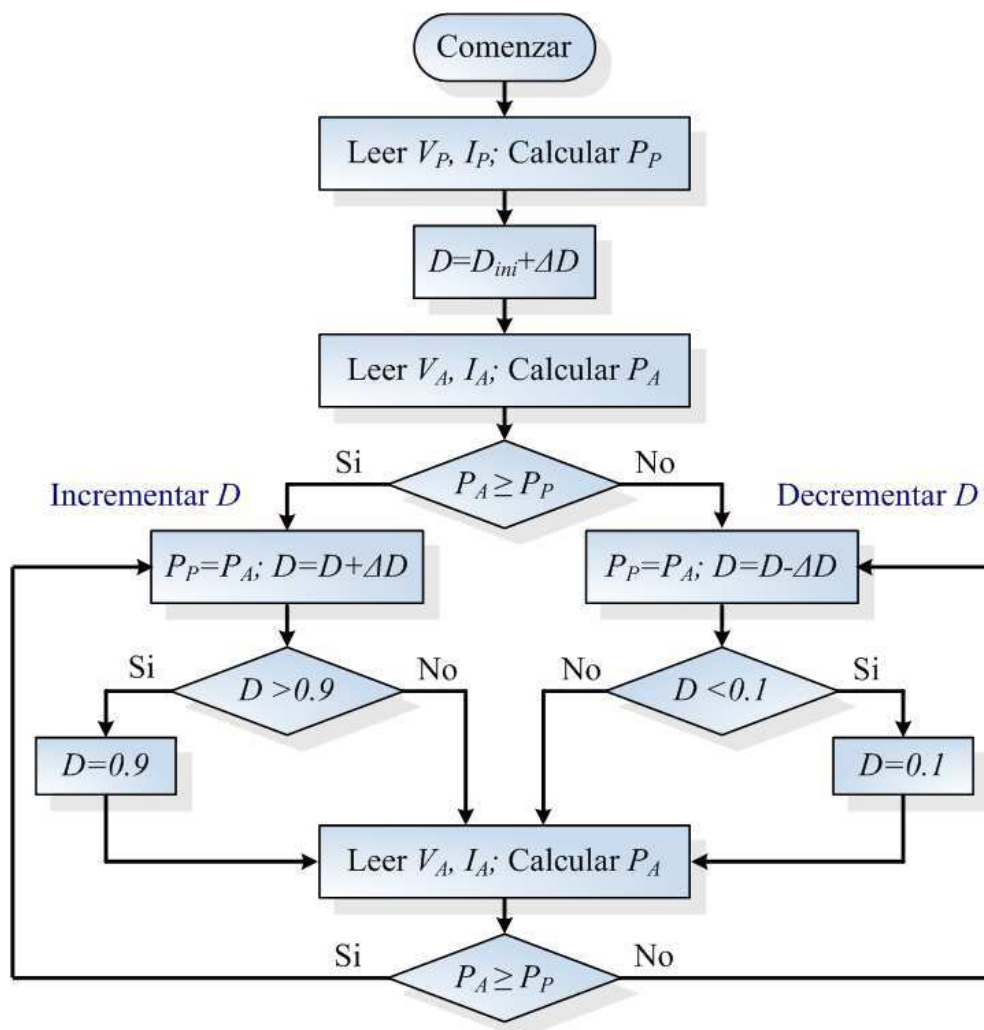


Ilustración 10

Diagrama de flujo del algoritmo PyO.[14]

Los algoritmos de PyO son ampliamente usados por su estructura simple y las pocas variables que se precisan medir, como se muestra en la Ilustración 10. El algoritmo opera perturbando periódicamente (incrementando o decrementando) la tensión V_A en los terminales del sistema FV por medio del ciclo de trabajo del convertidor y luego comparando la potencia de salida P_A del sistema FV, con la potencia del ciclo previo de perturbación P_P . Si la potencia actual medida es mayor que la del ciclo anterior, la perturbación continuará en la misma dirección en el próximo ciclo, caso contrario la dirección de la perturbación se invertirá en el próximo ciclo. Esto significa que la tensión en los terminales del sistema FV se ve perturbada en cada ciclo del SPMP a intervalos de muestreo T_S ; por lo tanto una vez alcanzado el PMP, el algoritmo PyO oscilará alrededor de este punto resultando una pérdida de potencia del sistema FV, especialmente en casos donde las condiciones atmosféricas son constantes o varían lentamente.

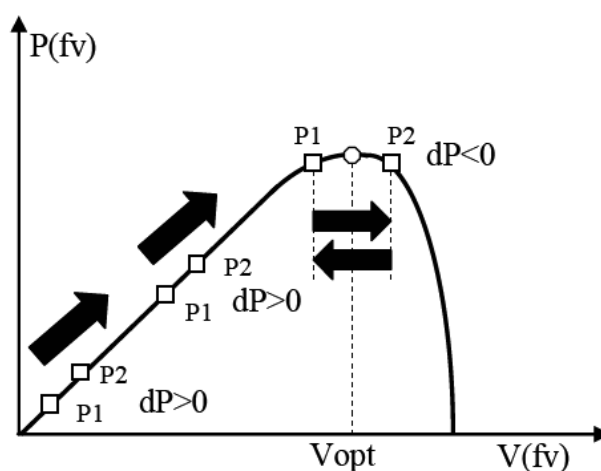


Figura 2

Principio de funcionamiento del algoritmo PyO.

Caso contrario, cuando las condiciones del entorno cambian rápidamente (Figura3), por ejemplo como resultado del movimiento de las nubes, se verifica que el algoritmo de PyO se desvía del PMP. Este algoritmo puede operar equivocadamente en estos

casos debido al hecho de que no es capaz de distinguir las variaciones de la potencia de salida del sistema FV causadas por el ciclo de trabajo de aquellas causadas por la desviación de la radiación solar.

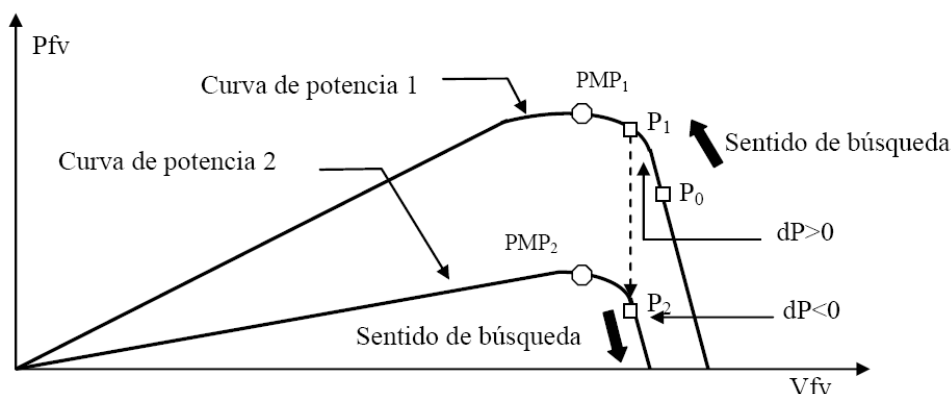


Figura 3

Cambio de iluminación y en consecuencia las curvas de un generador de energía.

Se demuestra que los efectos negativos asociados con la utilización del algoritmo de SPMP tipo PyO pueden ser significativamente reducidos si la magnitud de las perturbaciones del ciclo de trabajo ΔD y el intervalo de muestreo T_s son modificadas según el comportamiento dinámico del convertidor de CC/CC empleado para realizar el seguimiento del PMP.

Variación del ciclo de trabajo: Es el incremento del ciclo de trabajo que se modifica en cada iteración y que perturba la tensión de los paneles. Si la variación del ciclo de trabajo es muy pequeña los cambios de potencia también lo serán y darán falsos resultados en la variación de la potencia haciendo que el algoritmo pueda perderse. En cambio si el incremento del ciclo de trabajo es grande se aumenta la amplitud de la oscilación en torno al MPP por lo que hay pérdidas en la potencia que puede dar el panel. Este compromiso se resuelve experimentalmente probando varios incrementos de ciclo de trabajo y eligiendo el adecuado.

Intervalo de muestreo de las variables: Está relacionado con la respuesta dinámica del sistema. Si la frecuencia de muestreo de las variables es elevada el algoritmo será más rápido y encontrará antes el MPP y se pondrá a oscilar en torno a él, pero si la frecuencia de muestreo es demasiado elevada, el transitorio del sistema que se produce

cada vez que se modifica el ciclo de trabajo puede dar lugar a valores erróneos que generan interpretaciones de dirección equivocadas en el algoritmo.

6.3.2 ALGORITMO DE CONDUCTANCIA INCREMENTAL (CONDINC)

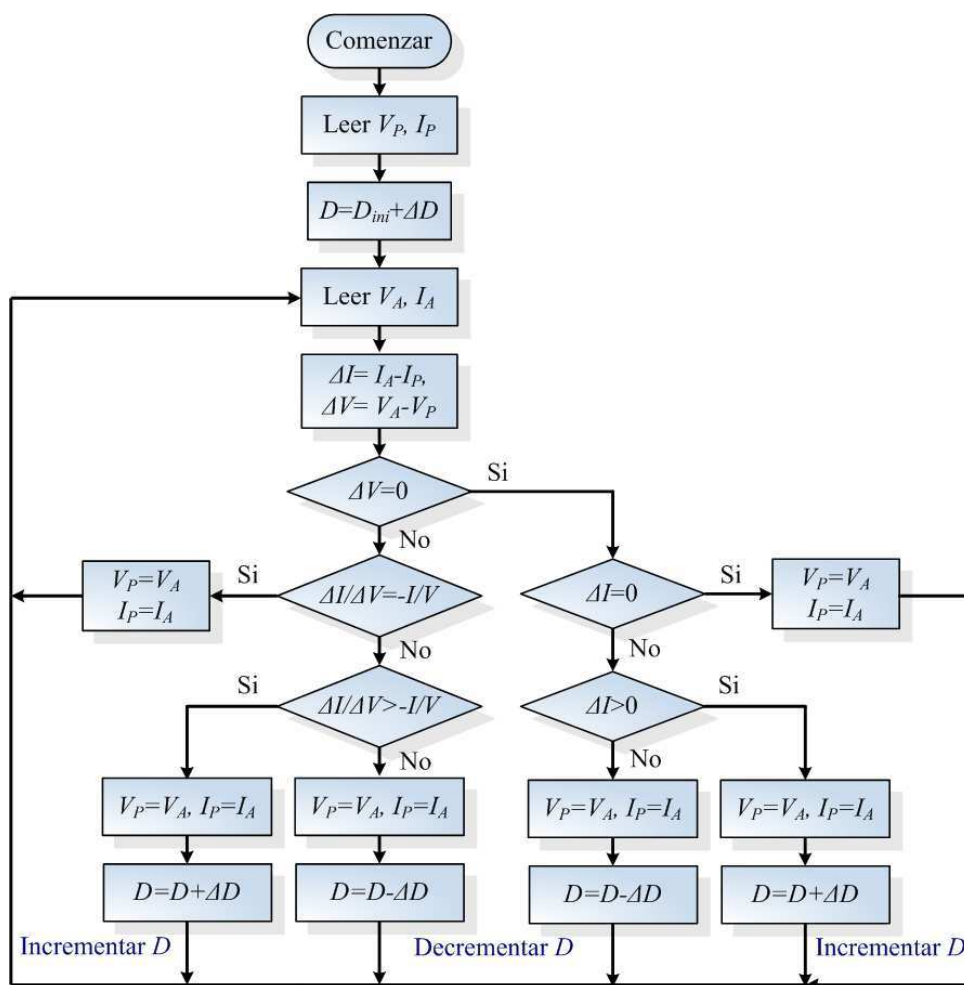


Ilustración 11

Diagrama de flujo del algoritmo CondInc.[14]

Con el propósito de solucionar los problemas mencionados anteriormente de los métodos de PyO, propusieron el algoritmo de Conductancia Incremental (CondInc), el cual sigue el PMP del sistema FV usando un procedimiento diferente. El método se basa en el hecho de que en el PMP, la derivada de la potencia de salida del sistema FV con respecto de la tensión es cero. Así, la tensión del sistema FV puede ser regulada cercana

a la tensión en el PMP midiendo la conductancia incremental, dI/dV , y la conductancia I/V .

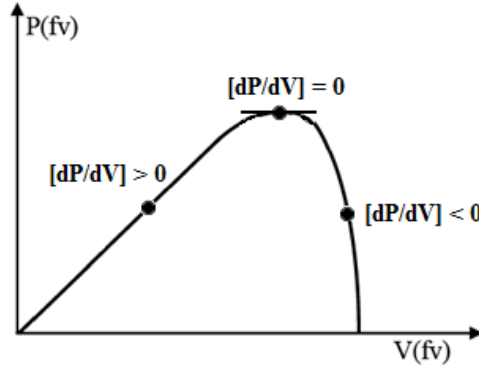


Figura 4

Valor de la derivada de potencia con respecto a la tensión.

El algoritmo, el cual se resume en la Ilustración 8, comienza su ciclo obteniendo los valores actuales (A) y previos (P) de I y V , esto es I_A , V_A e I_P y V_P respectivamente; luego usando estas mediciones se aproximan los cambios incrementales como:

$dI \approx I_A - I_P$ y $dV \approx V_A - V_P$. Posteriormente, se lleva la comparación principal entre dI/dV y I/V como se describe en la siguiente ecuación:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \approx I + V \frac{\Delta I}{\Delta V}$$

$$\frac{dP}{dV} = 0, \text{ en el PMP}$$

$$\frac{dP}{dV} > 0, \text{ a la izquierda del PMP}$$

$$\frac{dP}{dV} < 0, \text{ a la derecha del PMP}$$

El resultado del cálculo de estas cuatro ecuaciones, determinará la dirección del cambio requerido en el control de la tensión variable y por lo tanto del ciclo de trabajo D del convertidor de CC/CC de manera que llevaremos la tensión del sistema FV hacia el PMP.



Capítulo 6. Seguidores del PMP.

Este algoritmo tiene la ventaja de reducir al mínimo la oscilación alrededor del PMP en estado estacionario que presenta la utilización del algoritmo de PyO. Sin embargo, la desventaja de este algoritmo es la complejidad para diseñar el controlador.

Aunque esta desventaja no es un problema para las aplicaciones FV acopladas a la red actuales, que implementan todos los esquemas de control a través de un controlador digital de tipo DSP.

[14]

Capítulo 7.

Resultados



7. RESULTADOS

En este capítulo se van a presentar los resultados experimentales que se han obtenido a partir del sistema fotovoltaico conectado a red de la Universidad Carlos III de Madrid, en el Campus de Leganés.

Este capítulo lo dividiremos en subcapítulos de la siguiente manera; primeramente explicaremos nuestro sistema fotovoltaico (localización, componentes,...), muy brevemente, ya que las cosas más relevantes ya se han explicado en capítulos anteriores. A continuación estudiaremos la tendencia del punto de máxima potencia. Y para terminar estudiaremos el comportamiento del sistema fotovoltaico completo frente a las distintas condiciones ambientales, centrándonos en el funcionamiento del inversor y su SPMP.

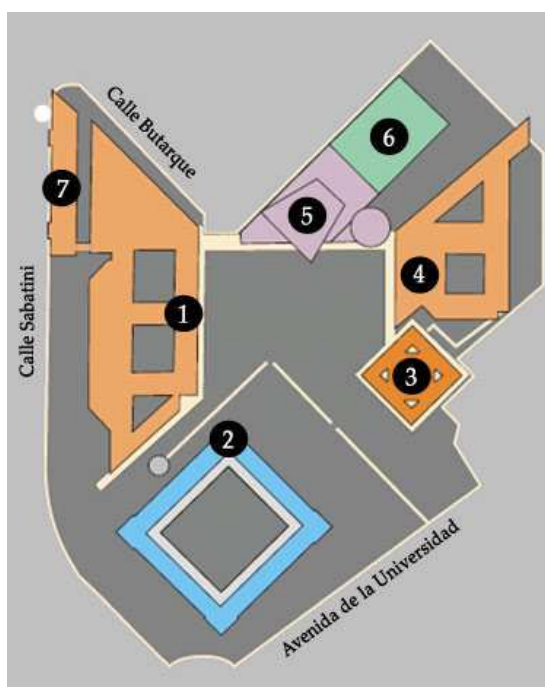
7.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO

El campus de la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, se encuentra en Leganés. En este campus, que está distribuido como podemos ver en la ilustración 12, es dónde se encuentra nuestra instalación fotovoltaica.

Concretamente nuestros paneles se hallan en el tejado del edificio Agustín de Betancourt (Edificio 1), dónde se encuentran bastantes grupos de paneles de distintos tipos y marcas.

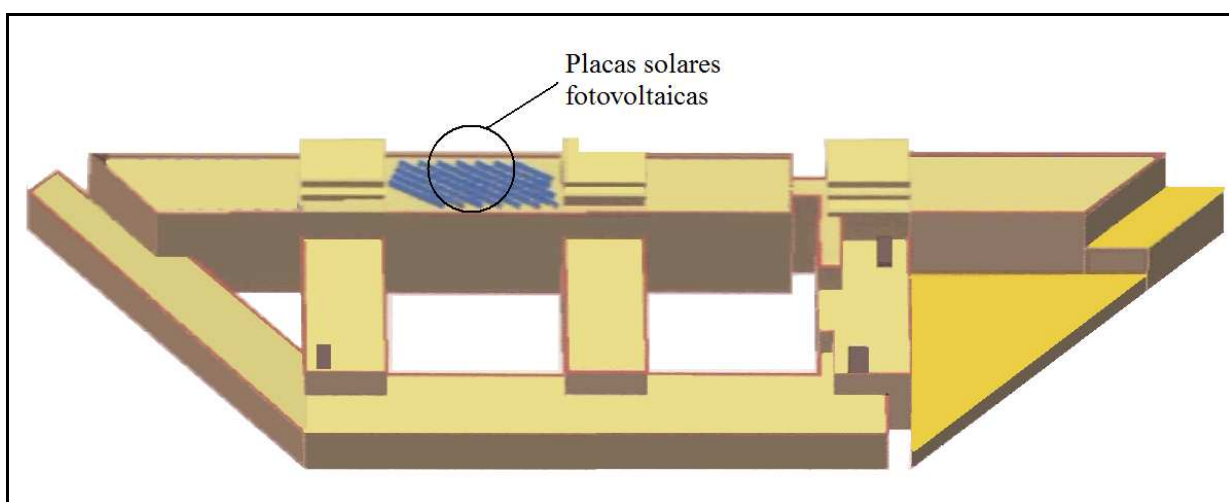
En la estructura soporte dónde están nuestros paneles hay seis, pero debido a la dimensión de nuestros inversores, y dado que no era necesario una potencia tan elevada para el estudio, solo hemos conectado dos paneles (cuatro para algunas medidas).

La ubicación exacta de nuestros paneles, también la podemos ver representada en la ilustración 13.



Plano esquemático del campus de Leganés de la UC3M.

Ilustración 12



Plano esquemático de la situación de los paneles fotovoltaicos en la azotea del edificio Betancourt (Ed.1)

Ilustración13

A continuación describiremos los componentes. Nuestro sistema fotovoltaico lo podemos ver esquematizado en la siguiente figura:

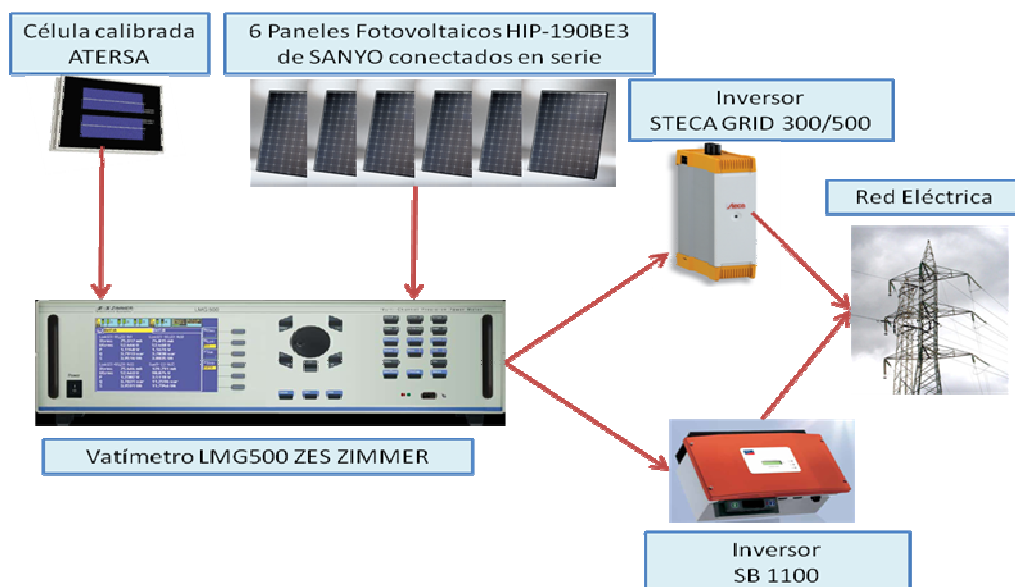


Ilustración 14

- La célula calibrada: se utiliza para conocer la radiación solar que incide en el plano en el que está colocada que coincide con el del campo fotovoltaico. Es de silicio monocristalino y está encapsulada del mismo modo que los módulos. En la parte posterior posee una caja de la cual sale un cable bipolar con el positivo y negativo marcados, y una etiqueta que proporciona el valor exacto de la calibración.

La salida de esta célula la conectamos directamente con el vatímetro.

Datos técnicos:

- ATERSA
 - Célula calibrada: 65mV/cm^2 ; 100mW/cm^2
 - N/S: 06050086
 - Estructura soporte para paneles fotovoltaicos: Otro de los elementos importantes de un sistema solar fotovoltaico es la estructura soporte, que asegura un buen anclaje del generador solar a la vez que proporciona no sólo la orientación necesaria, sino también el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación.
- Estos elementos, a veces tan olvidados a la hora de dimensionar un grupo fotovoltaico, son los encargados de hacer a los módulos y paneles



fotovoltaicos resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos, y son precisamente más importantes cuánto más incontrolados sean éstos.

- Vatímetro: se utiliza para medir y analizar la potencia que estamos generando y metiendo a la red eléctrica. En nuestro caso, hemos utilizado el ZES ZIMMER Electronic Systems LMG500, Multi-Cannel Precission Power Analyzer.
- Está conectado entre el generador y el inversor, y también toma medidas a la salida del inversor.

Con esto tenemos la entrada y salida del inversor y podremos estudiar qué es lo que pasa dentro de éste. La salida del generador y entrada del inversor en nuestro caso es el canal 1, y la salida del inversor, entrada a la red eléctrica, es el canal 3. El canal 4 lo hemos reservado para medir la irradiancia.

También está directamente conectado con un PC, dónde podemos trabajar con las medidas obtenidas, utilizando el programa LMG Control 1.24 (Versión11). Muy útil, ya que no hay muchos programas capaces de manejar tantos datos. Este software, es muy intuitivo y fácil de usar.

El LMG500 es muy preciso. Entre las muchas características que tiene, destacamos las más relevantes (Hojas de características en el Anexo).

- 1 a 8 canales de medida
- Analiza hasta el armónico 99.
- Entradas y salidas digitales y analógicas.
- Entradas adicionales para sensores de corriente.
- PC interfaces
- Display con color para mostrar los valores medidos, gráficas de muchos tipos, diagramas con valores calculados, diagrama de barras, vectores...
- Interfaz muy intuitivo y sencillo.
- Editor de fórmulas
- LabVIEW driver



Datos técnicos:

Model	Channels	Frequency	Basic accuracy	Voltage ranges	Current ranges	Interfaces
LMG500	1 - 8	DC - 10MHz	0.03%	3 - 1000V	20mA - 32A	IEEE 488, RS 232, USB Printer, Process signals

Tabla 3

- Inversores: Convierten la corriente continua generada en los paneles en corriente alterna apta para la red eléctrica y, simultáneamente, controla si la red cumple con determinados valores límite permitidos para el funcionamiento del dispositivo. Si, por ejemplo, el voltaje de red o la frecuencia se sitúan fuera de los valores permitidos o si la red está desconectada, el dispositivo se desconecta de la red e interrumpe la alimentación. Los alimentadores de red también se desconectan por la noche. Tanto el encendido por la mañana como el re arranque tras una avería en la red se realizan automáticamente. Por regla general, el operador de la instalación no tiene que ocuparse del funcionamiento de la misma

Para elaborar este estudio hemos utilizado varios inversores con distintas características:

- Steca Grid 300 y Steca Grid 500: con una potencia nominal de 300 y 500 Wac respectivamente, pueden ampliarse y combinarse entre sí. La potencia del sistema puede ser aumentada libremente. Los inversores StecaGrid 300 y StecaGrid 500 cuentan con un controlador de PMP propio e independiente. Gracias al diseño de conmutación sin transformador, los equipos alcanzan unos coeficientes de rendimiento muy altos de hasta un 95,8 %.

Datos técnicos:

	StecaGrid 300	StecaGrid 500
Lado de entrada		
Rango de tensión de entrada	45 – 135 V DC	45 – 230 V DC
Rango MPPT	45 – 100 V DC	75 – 170 V DC
Potencia FV máx. recomendada	375 Wp	625 Wp
Potencia máx. de entrada	320 W*	530 W*
Corriente máx. de entrada	5 A*	5 A*
Conector CC	Multi-Contact MC 3 (Solarline 1) o Tyco Solarlok	Multi-Contact MC 3 (Solarline 1) o Tyco Solarlok
*) una mayor potencia de entrada y/o una mayor corriente disponibles no se utilizan, ya que el aparato cuenta con una función de protección ante sobrecargas.		
Lado de salida		
Potencia nominal de salida	300 W	500 W
Tensión nominal de salida	230 V / 50 Hz	230 V / 50 Hz
Máximo coeficiente de rendimiento	94,8 %	95,8 %
Coeficiente de rendimiento europeo	93,4 %	94,5 %
Factor de potencia	> 0,95	> 0,95
Coeficiente de distorsión	< 6 % (potencia máxima)	< 5 % (potencia máxima)
Conector CA	Wieland Electric GST 18i3V	Wieland Electric GST 18i3V

Tabla 4

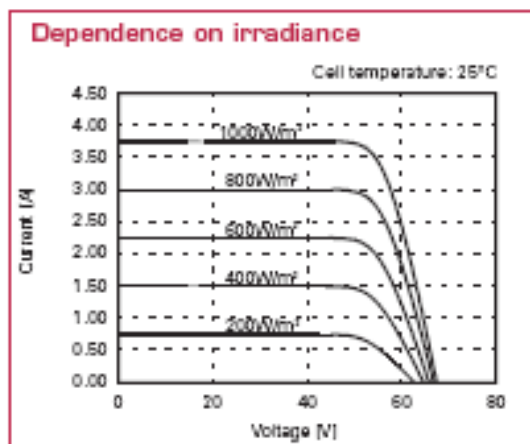
- Sunny Boy SB1100: con una potencia de 1000Wac incluyen la separación de red SMA grid guard, de aplicación en todo el mundo. Esta interfaz garantiza una mayor seguridad en el funcionamiento de la instalación fotovoltaica y permite la inyección a la red eléctrica pública desde cualquier lugar. Este inversor, alcanza un coeficiente de rendimiento de hasta el 93%.

Datos técnicos:

	SB 1100
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC	1210 W
Tensión máx. de CC	400 V
Rango de tensión fotovoltaica, MPPT	139 V – 320 V
Corriente máx. de entrada	10 A
Número de seguidores de MPP	1
Número máximo de Strings (en paralelo)	2
Salida (CA)	
Potencia nominal de CA	1000 W
Potencia máxima de CA	1100 W
Corriente máx. de salida	5,6 A
Tensión nominal de CA / rango	220 V – 240 V / 180 V – 260 V
Frecuencia de red de CA (de ajuste automático) / rango	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz
Factor de potencia (cos ϕ)	1
Conexión de CA	monofásica
Rendimiento	
Rendimiento máx.	93,0 %
Rendimiento europeo	91,6 %

Tabla 5

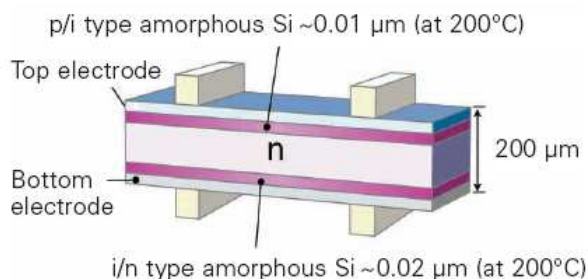
- Paneles fotovoltaicos: El generador fotovoltaico es el elemento del sistema encargado de convertir la radiación solar que recibe en electricidad, con unas características de tensión y de corriente que dependen tanto de la cantidad de radiación como de los parámetros constructivos del mismo. El elemento básico para realizar esta conversión es la célula fotovoltaica, cuya curva característica tensión-intensidad define su capacidad para generar energía eléctrica.



Curva característica I-V del panel HIP-190BE3

Figura 9

Para nuestro sistema fotovoltaico hemos conectado en serie dos (o cuatro) paneles fotovoltaicos de la marca SANYO, modelo HIP – 190BE3. Estos paneles están formados por unas células solares que están hechas con una fina capa de silicio monocristalino que está cubierta por unas capas ultra-finas de silicio amorfo. Con esto se consigue reducir el grosor de 350 μm que es lo normal a 200 μm , con lo que conseguimos también ahorrar silicio. (Hojas de características en los Anexos)



Estructura de las células solares de nuestros paneles

Ilustración 15

Datos técnicos:

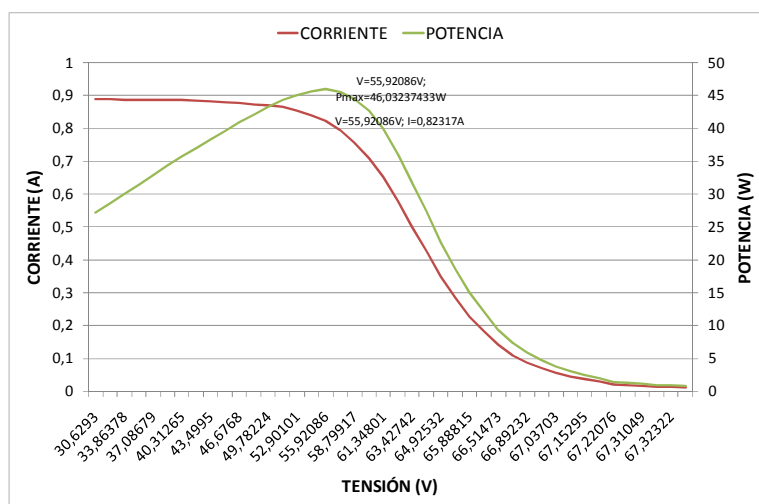
Electrical data		
Maximum power (Pmax)	[W]	190
Max. power voltage (Vmp)	[V]	54.8
Max. power current (Imp)	[A]	3.47
Open circuit voltage (Voc)	[V]	67.5
Short circuit current (Isc)	[A]	3.75
Warranted minimum power (Pmin)	[W]	180.5
Output tolerance	[%]	+10/-5
Maximum system voltage	[V]	760
Temperature coefficient of Pmax	[% / °C]	-0.30
Voc	[V / °C]	-0.169
Isc	[mA / °C]	0.86

Note 1: Standard test conditions: Air mass 1.5, Irradiance = 1000W/m², Cell temperature = 25°C
Note 2: The values in the above table are nominal.

Tabla 6

Como ya hemos dicho, cada panel fotovoltaico tiene una curva característica (I-V) que define su comportamiento. Si esta curva la superponemos con la curva de la potencia con respecto a la tensión, podemos saber el valor de la corriente y tensión en el punto de máxima potencia.

Esta gráfica (gráfica 9) se ha tomado en unas condiciones de irradiancia y temperatura determinadas. Si estas condiciones variasen, la gráfica también variaría.



Punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico (para $G=261.474991$ y $T=17.344$)

gráfica 9

Los valores trascendentes de estas curvas son:

Corriente de cortocircuito (I_{cc}): Máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y consecuentemente a potencia nula.

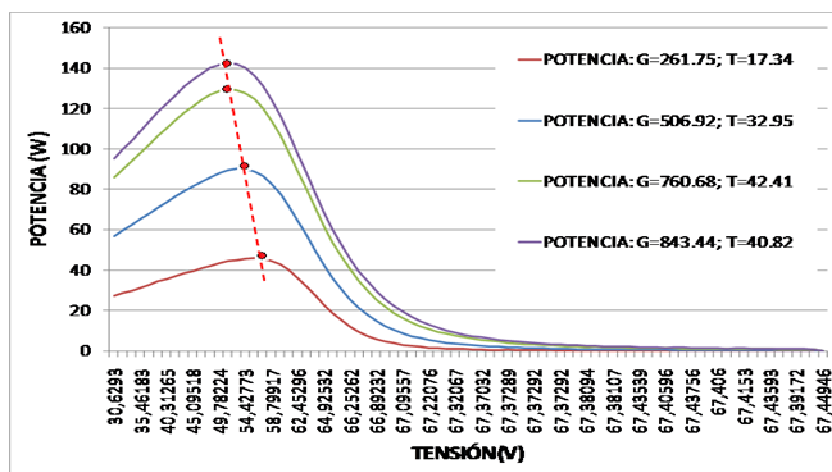
Tensión de circuito abierto (V_{ca}): Máxima tensión que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a circulación de corriente nula y consecuentemente a potencia nula.

Potencia Pico (P_{mp}): Es el máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo. Corresponde al punto de la curva en el cual el producto $V \times I$ es máximo.

Corriente a máxima potencia (I_{mp}): Corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Se la utiliza como corriente nominal del mismo.

Tensión a máxima potencia (V_{mp}): tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y Temperatura. Se la utiliza como tensión nominal del mismo.

En la siguiente gráfica podemos apreciar cómo se desplaza el PMP.



Variación de las curvas de potencia del módulo fotovoltaico con la irradiancia G .
Curva característica del módulo fotovoltaico ($G=261.474991$ y $T=17.344$)
gráfica 10



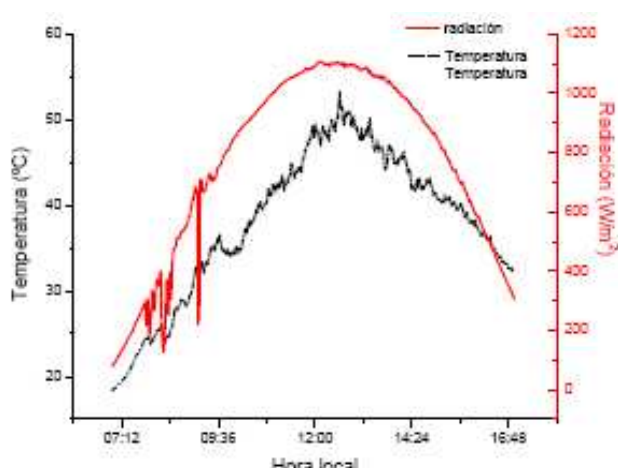
7.2 TENDENCIA DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

En este apartado, vamos a ver cuál es la tendencia del punto de máxima potencia, demostrando como ya en capítulos anteriores hemos mencionado, la influencia que ejercen la temperatura y la irradiancia sobre el PMP.

En las gráficas 12 a 17 que podemos observar en las páginas siguientes tenemos representadas las variables corriente, tensión y potencia del generador frente a la temperatura y la irradiancia.

La corriente y la potencia aumentan con la temperatura, y la tensión disminuye. Esta es la tendencia general, pero si analizamos las tres curvas como conjunto, podemos ver que aunque la tensión disminuye, lo hace muy sutilmente en comparación con las otras dos variables.

Algo muy similar ocurre con la irradiancia. Si analizamos cada variable por separado las tendencias son las mismas, que en el caso de la temperatura. Esto es también debido a que la temperatura y la irradiancia están bastante relacionadas, sobretodo en nuestro caso, en el que los datos están tomados en un mismo día, y a medida que aumenta la irradiancia, aumenta la temperatura (gráfica 11) . Si por el contrario hubiéramos tomado datos en épocas del año distintas podríamos observar, como para una misma irradiancia un día de invierno la tensión sería mayor que para un día de verano. Y si tuviésemos datos con una misma temperatura y distintas irradiancias, cómo podemos ver en los capítulos anteriores, la tensión, aumentaría con la irradiancia, aunque también sería muy sutil (Gráfica 5, cap.5).



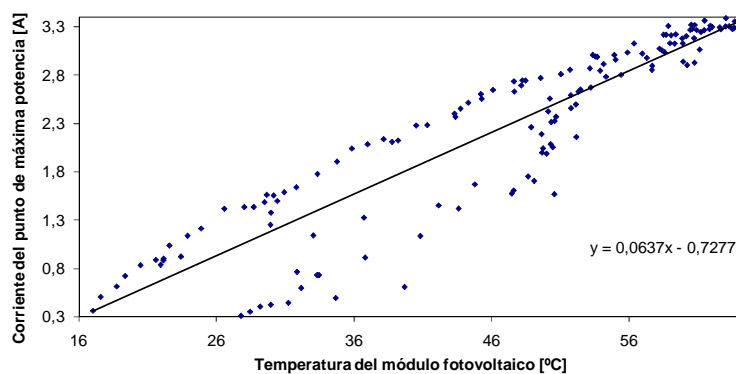
Valores de Temperatura y radiación

gráfica 11

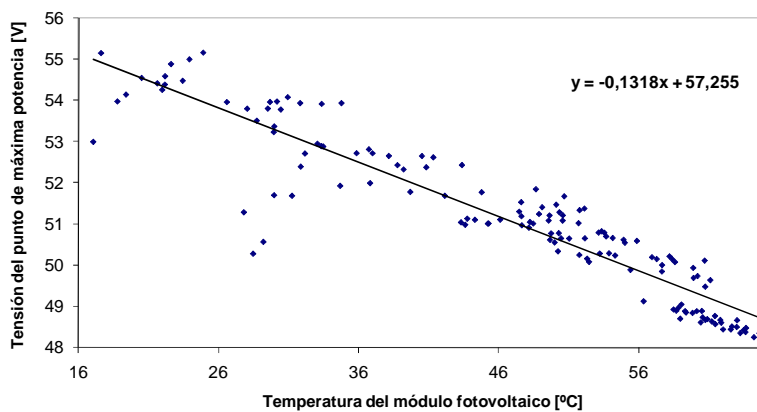
También observamos que para las gráficas de la irradiancia los valores de corriente y potencia se acercan mucho más a la recta de la tendencia. Es por esto que aunque la temperatura es un factor que no podemos ignorar, la irradiancia es el factor más determinante. Podríamos decir que la reacción ante la irradiancia es inmediata, además, la irradiancia puede tener cambios bruscos, que se ven claramente reflejados en el resto de las variables. Con la temperatura sin embargo, la tensión en el PMP disminuye, pero ésta no cae tan exageradamente, ya que la temperatura es una magnitud con menor rango de variación porcentual que la irradiancia.

Por todos estos motivos, nuestro estudio se centra más en el comportamiento frente a la irradiancia que a la temperatura.

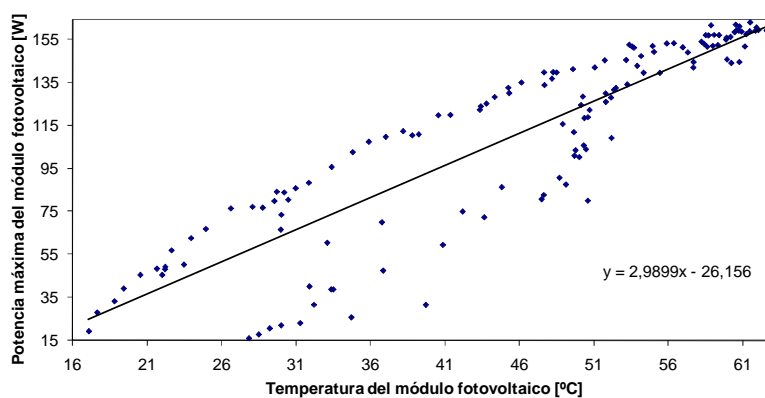
Corriente del punto de máxima potencia en función de la temperatura. 17-09-08 Sanyo



Tensión del punto de máxima potencia en función de la temperatura. 17-09-08 Sanyo

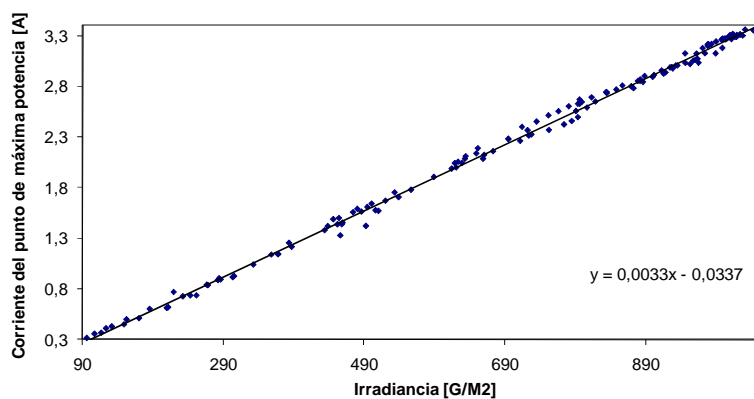


Potencia máxima del módulo fotovoltaico en función de la temperatura. 17-09-08 Sanyo

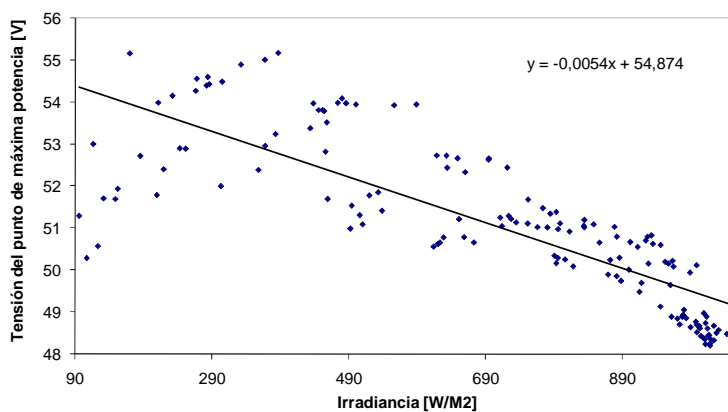


I, V y P (respectivamente) en el punto de máxima potencia, con respecto a la temperatura
Gráficas 12, 13 y 14

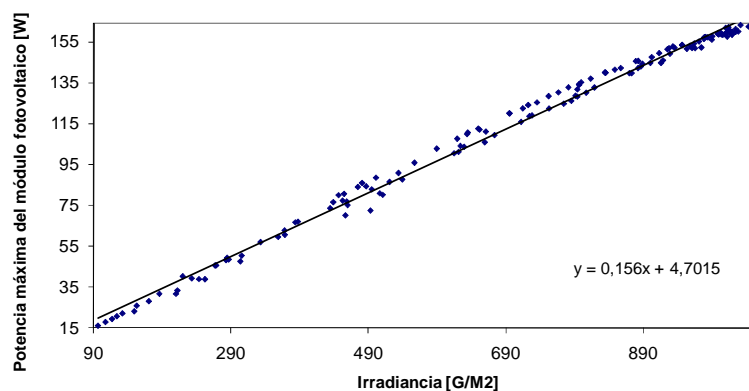
Corriente del punto de máxima potencia en función de la irradiancia. 17-09-08 Sanyo



Tensión del punto de máxima potencia en función de la irradiancia. 17-09-08 Sanyo



Potencia máxima del módulo fotovoltaico en función de la irradiancia. 17-09-08 Sanyo



I, V y P (respectivamente) en el punto de máxima potencia, con respecto a la irradiancia
Gráficas 15, 16 y 17



7.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES

En este apartado se van mostrar los resultados experimentales obtenidos al medir los inversores Steca Grid 300, Steca Grid 500 y SunnyBoy SB1100, de los cuales ya hemos hablado en el apartado 7.1 y cuyas hojas de características podemos encontrar en los Anexos.

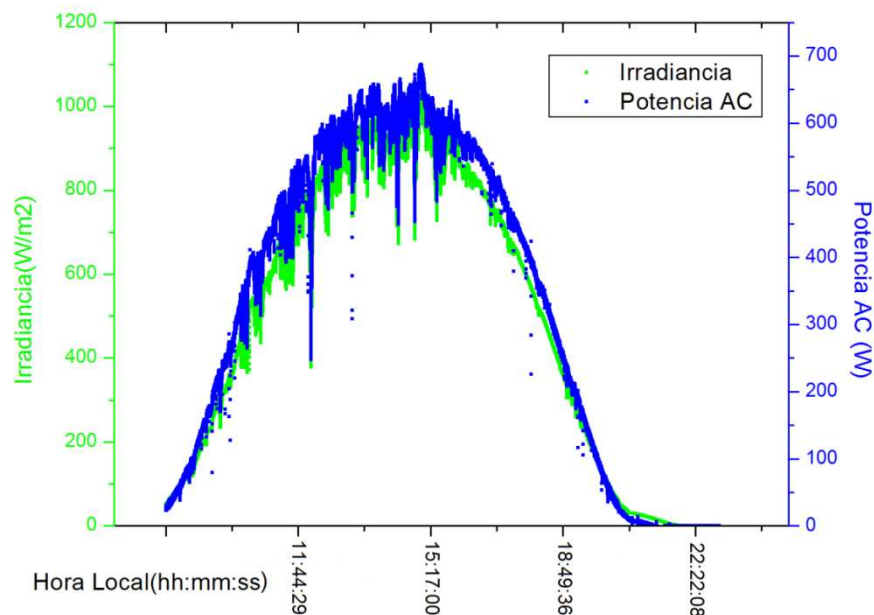
Para nuestro estudio, las medidas realizadas las agrupamos según el estado del día en soleado o nublado, que suelen coincidir con estables e inestables, respectivamente. Aunque entre los datos que hemos considerado más significativos, se hayan días soleados inestables, dónde podíamos ver picos en la irradiancia, o nublados estables, dónde en ocasiones no llegaba ni a activarse el inversor por la baja irradiancia.

Las magnitudes que hemos estudiado son: la irradiancia (G), la potencia (P) de salida del inversor y la corriente (I), tensión (V) y potencia (P) de entrada del inversor (salida del generador FV). Además, a la hora de analizar el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia implementado en el inversor, se va a analizar una variable de la que también nos ha parecido interesante estudiar su comportamiento, la cual relaciona la corriente y la irradiancia (I/G).

De los resultados obtenidos hemos hecho una selección con los datos más representativos. Con esta pequeña muestra, podemos hacer un estudio de la activación y desactivación del inversor y de su estabilidad.

Estudiaremos la linealidad de las variables, y otros aspectos como pueden ser los valores umbral.

Empezaremos hablando de los datos tomados con los inversores StecaGrid300 y SunnyBoy SB1100, que aunque cronológicamente vayan después, es interesante comentarlos antes por tener muestras de días enteros, para analizar detalles utilizaremos los datos tomados con el StecaGrid 500, que son fragmentos de día, además tomados en otoño, dónde los días eran más inestables, y por ello quizás más interesantes a la hora de analizarlos.

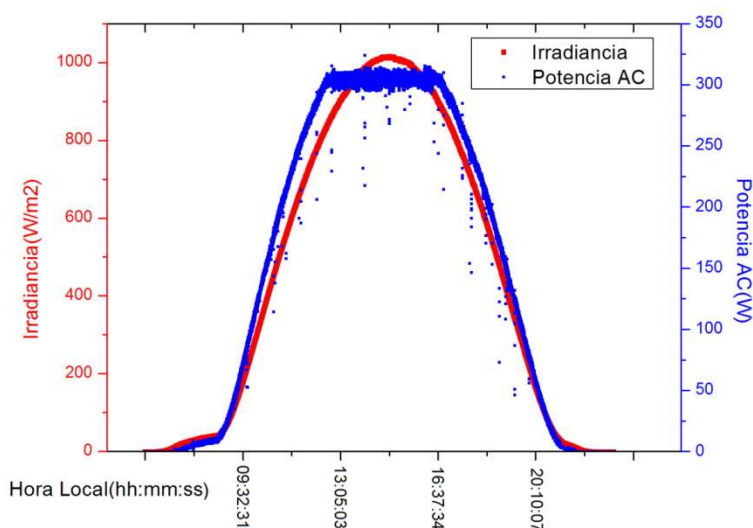


gráfica 18

Los datos de la gráfica anterior, fueron tomados el día 7 de Julio de 2009, con el inversor Sunny Boy SB1100. Ese día presentó cierta nubosidad por la mañana y el atardecer fue más claro y estable como podemos observar.

Vemos también como a medida que va creciendo la irradiancia, va aumentando la potencia que extraemos de los paneles, y a medida que nos acercamos a la irradiancia de 1000 W/m², la potencia absorbida está en torno a 700W. La potencia máxima teórica según las hojas de características de los paneles, sería 760W (190W x 4paneles).

A lo largo de todo el día podemos observar ciertos puntos dispersos de la potencia. Esto es debido a que el algoritmo de SPMP, ante cambios de irradiancia puede tomar los datos equivocadamente, como ya vimos en capítulos anteriores. Puede necesitar algunas iteraciones hasta que vuelve a encontrar el punto de máxima potencia.



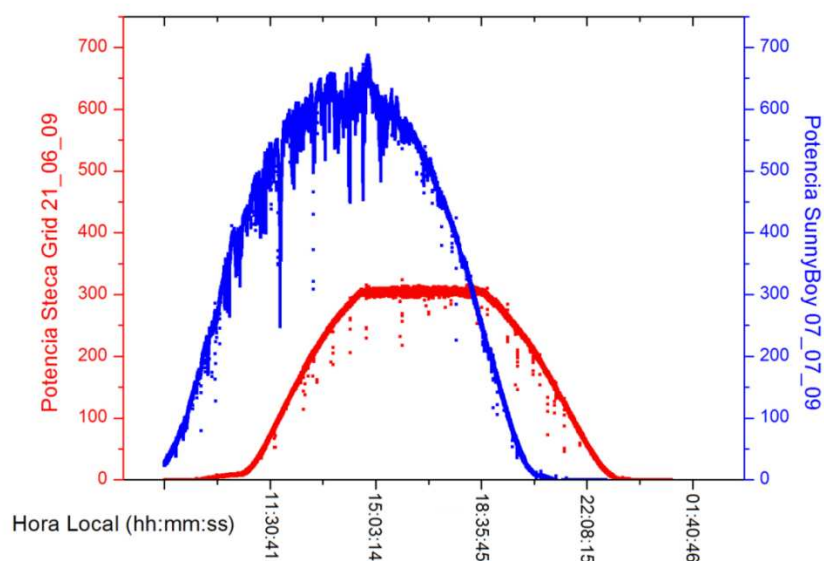
gráfica 19

Esta gráfica, bastante similar a la anterior, corresponde a los datos tomados con el inversor Steca Grid 300, el día 21 de Junio de 2009. Este día fue totalmente soleado, como podemos apreciar en la curva de la irradiancia que no tiene ni un solo pico.

Como en la gráfica anterior también apreciamos que la potencia aumenta con la irradiancia. El problema de este inversor lo podemos apreciar claramente en esta gráfica. La potencia máxima que admite este inversor es de 300W.

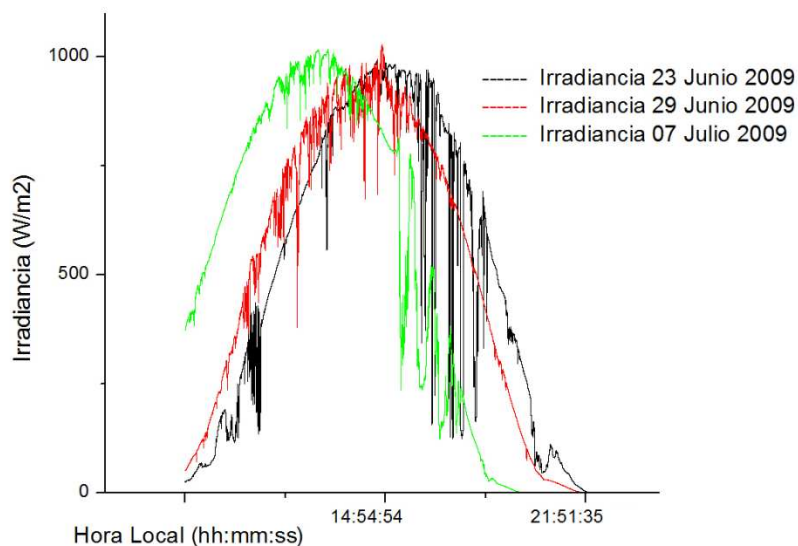
A partir de este punto, aunque el inversor sigue ofreciéndonos la máxima potencia admisible que es 300W, es evidente que el seguimiento del punto de máxima potencia no es correcto.

Para comparar la potencia obtenida por un inversor y otro podemos observar la gráfica siguiente, dónde resulta evidente que son muchas las pérdidas que tendremos si no seleccionamos un inversor que se adapte a las dimensiones de nuestro sistema fotovoltaico.



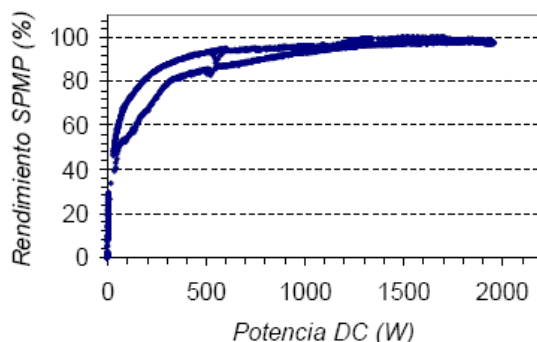
gráfica 20

El desplazamiento que podemos observar entre estas curvas, se debe únicamente a los 15 días de diferencia que hay entre unas medidas y otras. Hemos podido observar que el retraso que sufre la irradiancia con el paso de los días es muy notable.



gráfica 21

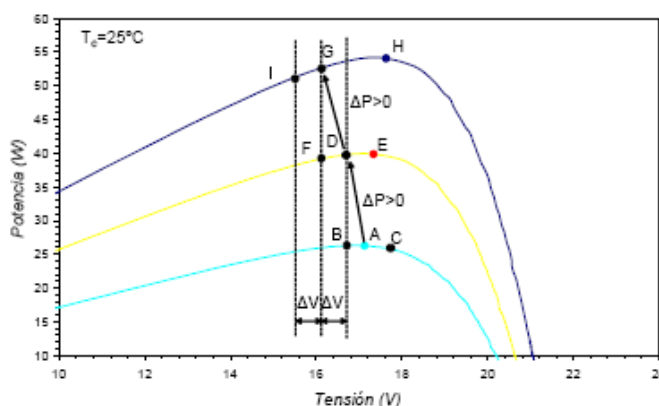
Según unos datos del CIEMAT, el rendimiento diario del seguimiento del punto de máxima potencia, dependiendo de los inversores utilizados, puede alcanzar valores entre el 80 y el 98%, como vemos en la gráfica siguiente. [14]



Gráfica sacada de estudio del CIEMAT (M.Aloso-Abella) [14]

gráfica 22

Las diferencias entre los distintos inversores en el rendimiento de SPMP, puede variar mucho de unos a otros. En general, el rendimiento de SPMP, podría mejorarse cuando el inversor trabaja a bajos niveles de potencia, esto es durante las horas del amanecer y del atardecer. En estos momentos, es cuando el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia presenta dificultades en la determinación del valor óptimo de la tensión DC de operación.



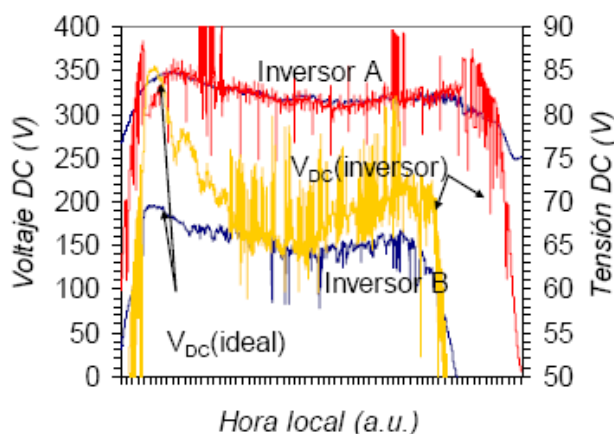
Gráfica sacada de estudio del CIEMAT (M.Aloso-Abella) [14]

gráfica 23

Este comportamiento podría mejorarse mediante una limitación de la tensión de SPMP, programada en el software interno del inversor, acotando los valores de tensión DC de operación a unos valores que se adecuen mejor al posible rango de variación en función del generador FV utilizado.

Pero como ya hemos dicho en múltiples ocasiones, es muy importante elegir un inversor adecuado para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, ya que algunos algoritmos del SPMP, pueden dar lugar a grandes pérdidas en la generación de energía.

Otro ejemplo del CIEMAT, nos muestra el funcionamiento de dos inversores. El inversor A tiende a operar cerca PMP, pero presenta un comportamiento no estable, que conduce incluso a paradas y arranques del inversor. El inversor B, también presenta inestabilidad y además muestra unos valores de tensión DC, muy alejados del PMP del generador.

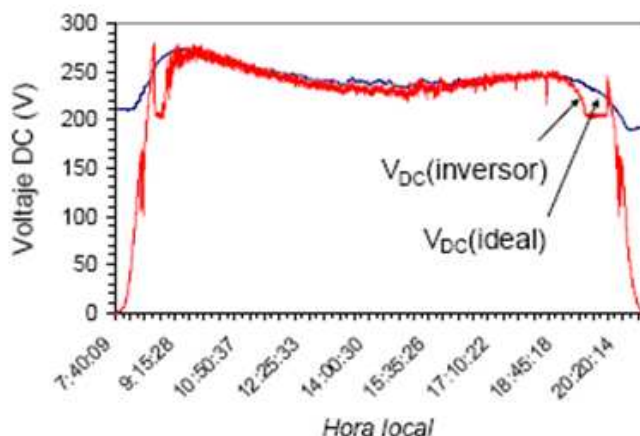


Gráfica sacada de estudio del CIEMAT (M.Aloso-Abella) [14]

gráfica 24

Inversores como estos con un comportamiento errático del seguimiento de máxima potencia, pueden reducir el rendimiento de SPMP hasta valores como el 50-60%. [14]

En este mismo estudio nos muestran un ejemplo típico de variación de la tensión DC de operación de un inversor fotovoltaico de conexión a red en el transcurso de un día. Éste está superpuesto con lo que sería el valor óptimo de tensión DC correspondiente con la tensión del punto de máxima potencia del generador FV. (gráfica 25)

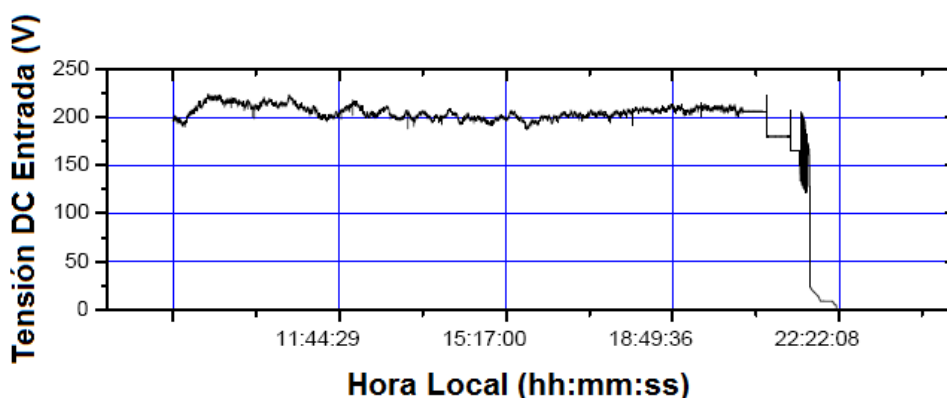


Gráfica sacada de estudio del CIEMAT (M.Aloso-Abella) [14]

gráfica 25

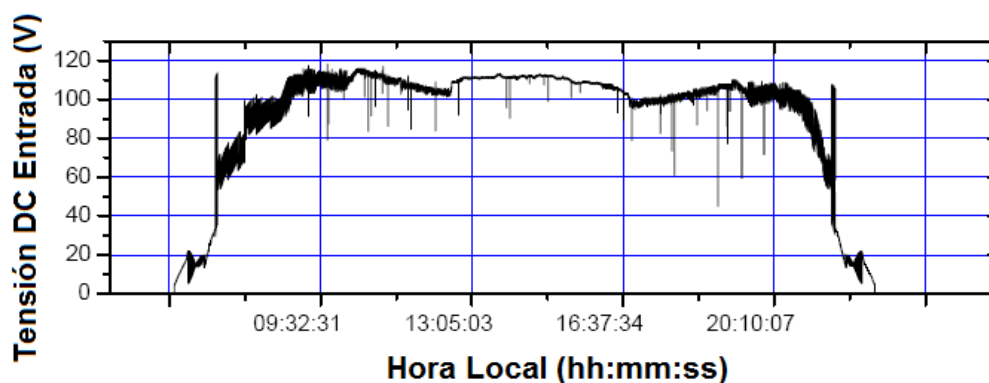
Comparando estos casos con nuestros resultados (gráficas 26 y 27), podemos afirmar que el funcionamiento de ambos inversores tanto el SunnyBoy, cómo el StecaGrid, tienen un buen SPMP.

Sobre todo en el caso del Sunny Boy, observamos un comportamiento estable, y opera cerca del PMP. Sin embargo en el caso del Steca, este inversor, no tiene esa tendencia, se distancia bastante del punto de máxima potencia en la zona del mediodía. Curiosamente funciona mejor en las horas del amanecer y del atardecer. Esto es debido a que la potencia máxima de nuestro inversor es menor que la de nuestro generador fotovoltaico. Por esto no alcanza valores mayores de 120V. Pese a esto, el Steca Grid también presenta estabilidad.



Tensión DC. Inversor SunnyBoy

gráfica 26



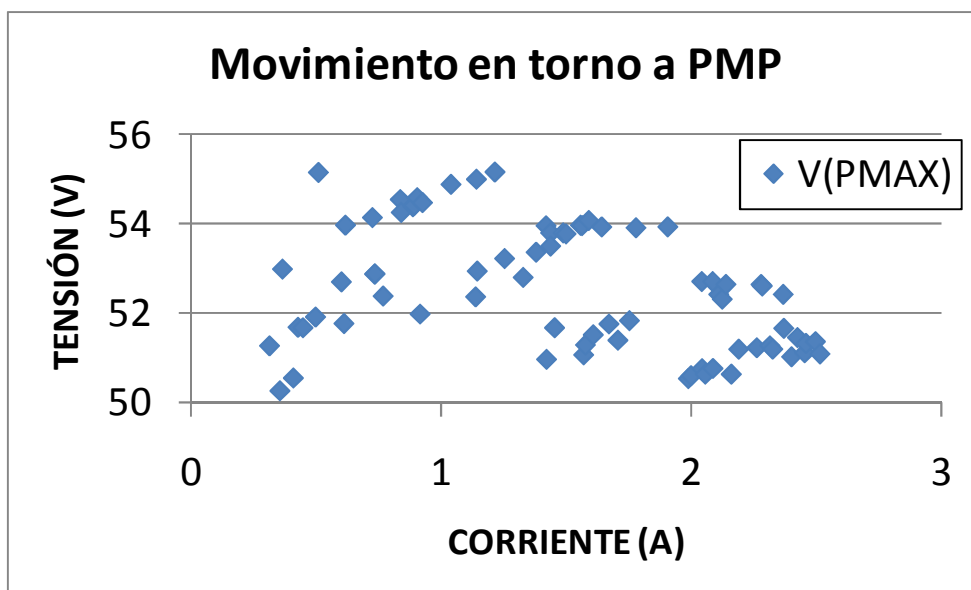
Tensión DC. Inversor StecaGrid300

gráfica 27

Aquí comprobamos, lo que anteriormente extraíamos del estudio del CIEMAT. El algoritmo del SPMP, tiene dificultades cuando trabaja a bajos niveles de irradiancia.

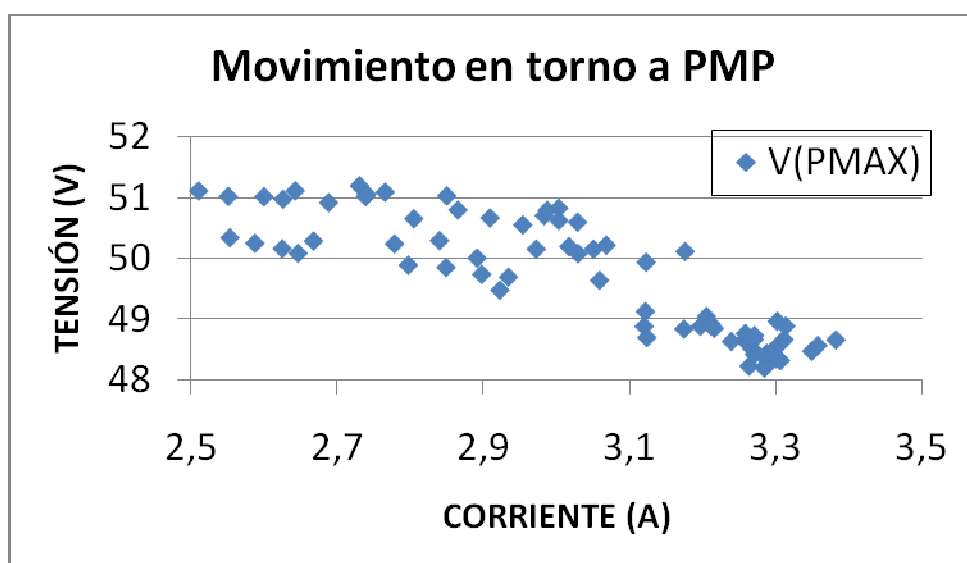
Movimientos alrededor del Punto de Máxima Potencia.

En las dos gráficas siguientes podemos observar las oscilaciones del SPMP en torno al punto de máxima potencia del inversor. Los puntos de la primera gráfica corresponden a momentos con baja irradiancia. Y en el caso de la segunda gráfica se muestra lo mismo pero para irradiancias mayores, dónde la tensión del PMP, se centra en unos 49-50V.



Movimiento entorno al PMP para bajas irradiancias

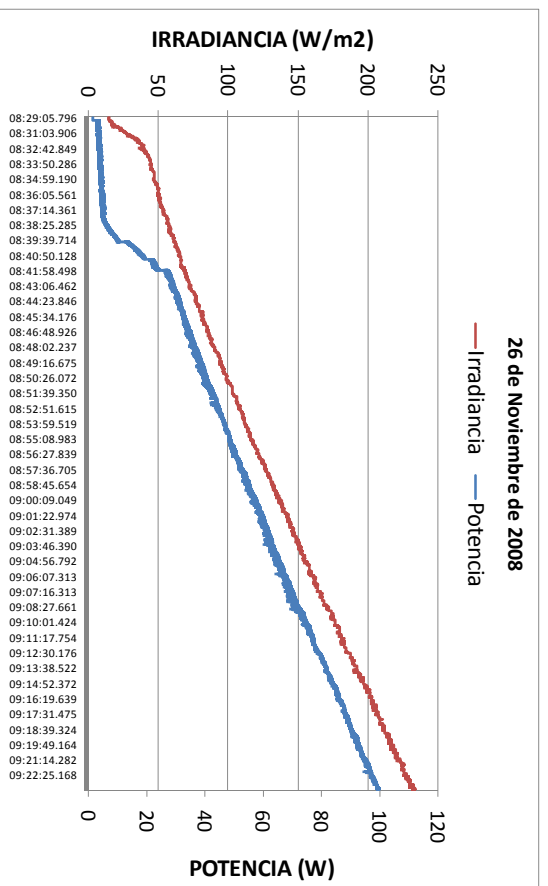
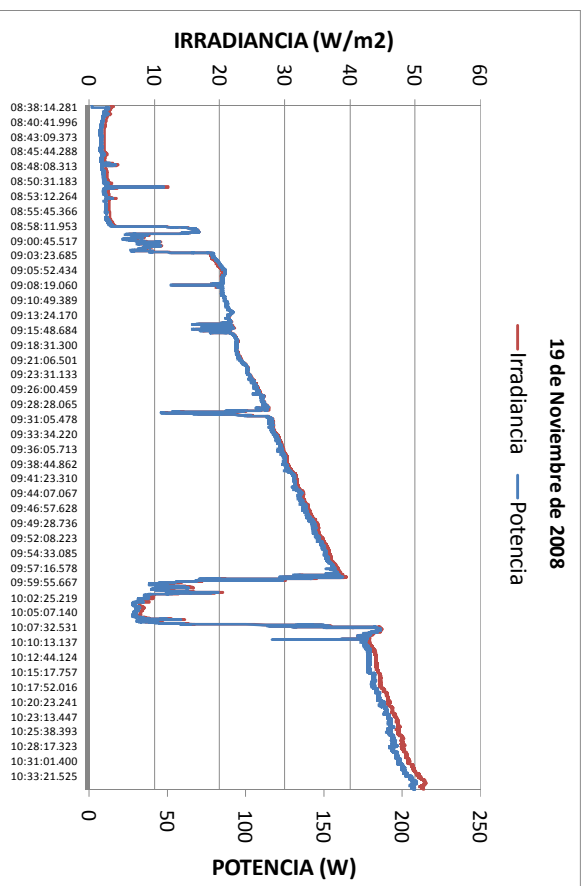
gráfica 28



Movimiento entorno al PMP para altas irradiancias

gráfica 29

De los resultados obtenidos con el inversor StecaGrid500 se pueden desprender las siguientes conclusiones:



Día soleado, primeras horas de la mañana

Gráfica 31

Primeramente, se ha analizado el comportamiento del inversor a bajas irradiancias (primeras horas de la mañana) para dos días tipo: nublado y soleado, Gráficas 30 y 31, respectivamente. De estas figuras se puede concluir en ambos casos que la potencia es prácticamente proporcional a la irradiancia, como era de esperar.



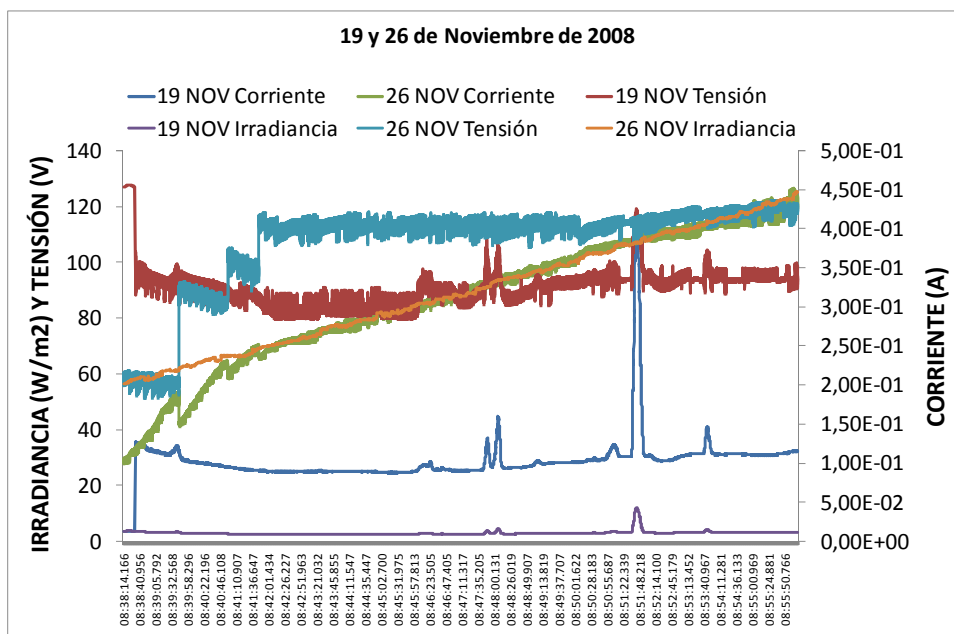
$$\left. \begin{array}{l} I \approx K_1 * G; \\ V \approx K_2; \end{array} \right\} P = V * I \approx K_2 * K_1 * G \longrightarrow \boxed{P \approx K * G}$$

También, se puede advertir en el día soleado, Gráfica 31, que la potencia del inversor empieza a ser casi proporcional a la irradiancia cuando aquella supera un valor mínimo (60 W/m²).

Podemos ver que en la Gráfica 30, día nublado, a irradiancias inferiores a ese umbral de 60 W/m², y para potencias también de menor valor, estas variables son proporcionales.

Mediante un estudio comparativo con las demás variables analizadas para estos 2 casos, llegamos a la conclusión de que la estabilidad del inversor, que nos proporciona la proporcionalidad entre la irradiancia y la corriente, se consigue a partir de un determinado valor de tensión (superior a 80V). [Hojas de características, rango MPPT: 75-170 V DC]

El valor de la tensión no sólo está influenciado por la irradiancia, sino también por un factor (α) que depende de la temperatura. A mayor temperatura menor tensión. Es por esto que el día soleado, en el que la temperatura era mayor, la tensión obtenida era menor, y necesitamos una mayor irradiancia para conseguir un funcionamiento estable, o lineal del inversor. Todo esto queda claramente reflejado en la Gráfica 32.

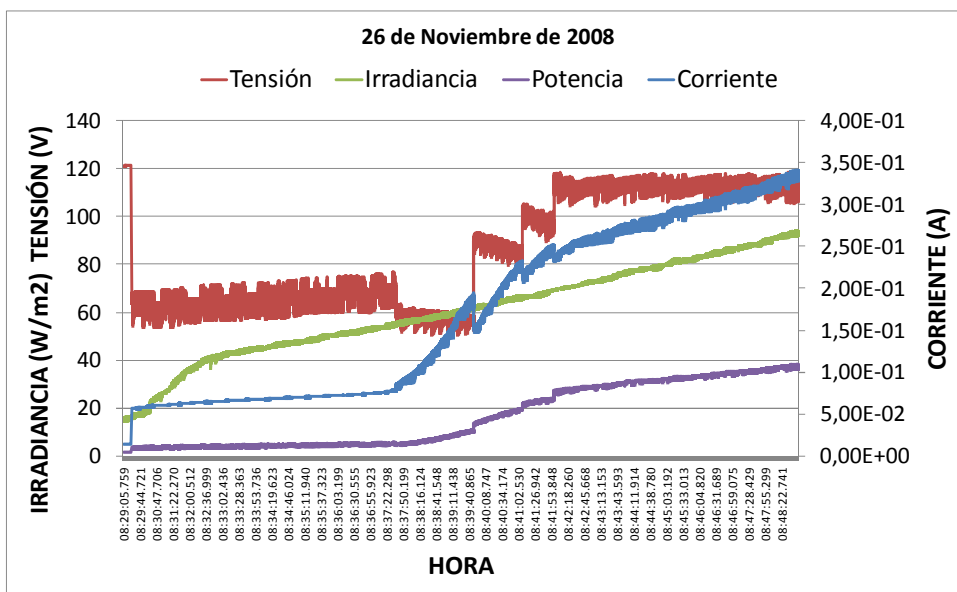


Irradiancia, Tensión y corriente, de los días 19 y 26 de Noviembre

gráfica 32

En la gráfica 33, podemos observar como el sistema alcanza la estabilidad más claramente. La tensión va aumentando progresivamente, hasta un determinado valor en el que la corriente aumenta bruscamente, buscando la proporcionalidad con la irradiancia y el valor I_{MP} (funcionamiento del algoritmo MPPT). A continuación se puede apreciar como corriente y tensión van aumentando de forma complementaria, con lo que la potencia va aumentando suavemente, hasta alcanzar la tensión, el valor adecuado, y la corriente encuentra la proporcionalidad con la irradiancia.

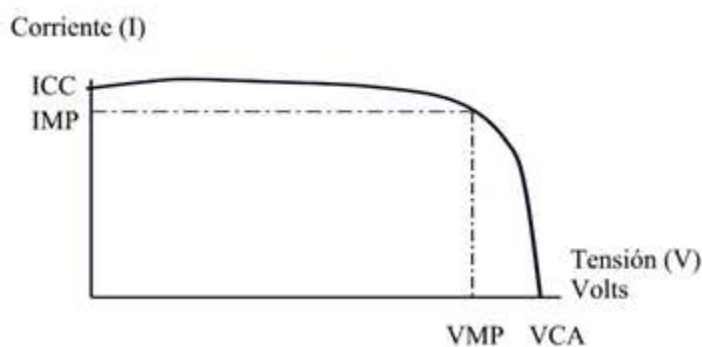
Todos estos datos se ven explicados y cuadran perfectamente con lo que había esperar al estudiar el manual del inversor (StecaGrid500), en el que podemos observar que la tensión de activación es de 45V, pero el rango MPPT, es 75-100 V DC, por lo que para valores menores de 75 V, no tenemos porque hallarnos en el punto de máxima potencia, y no tiene porqué darse esa proporcionalidad ($I \approx kG$).



gráfica 33

Esta proporcionalidad es aproximada.

En la curva de corriente vs tensión (gráfica 34), que es la representación típica de la característica de salida de un dispositivo fotovoltaico, podemos observar como la corriente de salida se mantiene prácticamente constante dentro del rango de tensión de operación y, por lo tanto el dispositivo se puede considerar como una fuente de corriente constante en este rango.

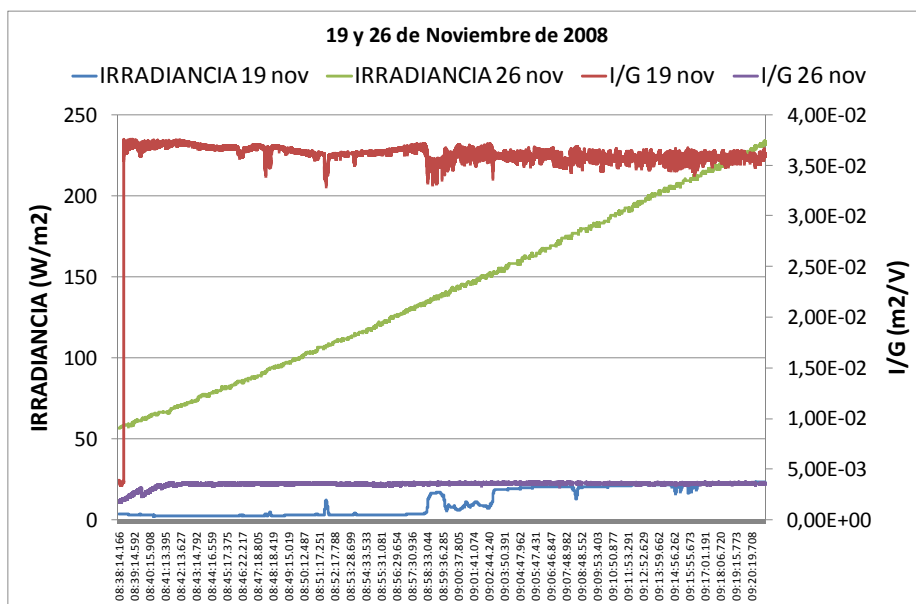


gráfica 34

Decíamos anteriormente que esa proporcionalidad entre corriente e irradiancia era aproximada. Sabemos que $I_{cc}=kG$, pero nos situamos en I_{mp} dónde la proporcionalidad no es total ($I_{mp} \approx kG$).

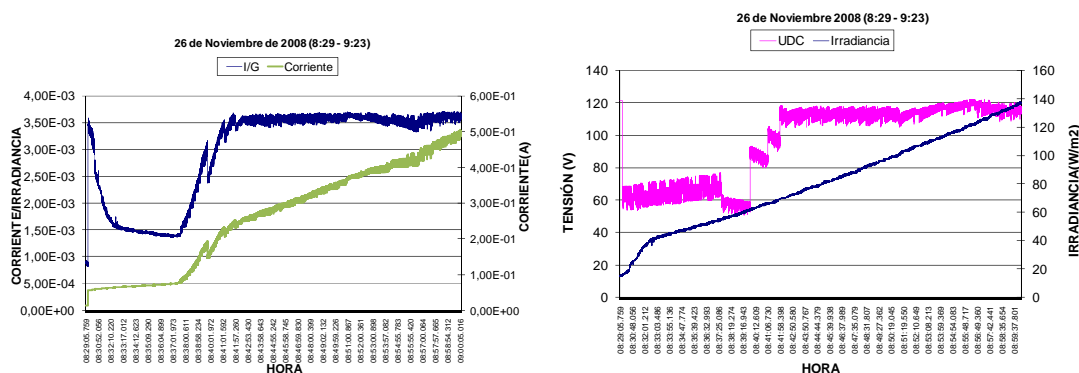
Es por esto que para estudiar el algoritmo de seguimiento de máxima potencia del inversor en cuestión, nos referimos a la variable que relaciona la corriente con la irradiancia, I/G , como ya hemos mencionado al comienzo de este capítulo.

En esta variable podemos observar la proporcionalidad entre corriente e irradiancia. Cuando tenemos un comportamiento estable del inversor, con un buen seguimiento del punto de máxima potencia, la relación I/G es prácticamente constante (gráfica 35).



Gráfica 35

Cuanto más estable sea la irradiancia, mayor será la proporcionalidad. El 26 de Noviembre, una vez alcanza la estabilidad, oscila entre los valores $3,27E-03$ y $3,75E-03$ (la amplitud del rango es de $4,80E-04$), mientras que el 19 de noviembre día nublado dónde la irradiancia era menor e inestable, la variable I/G , está más lejos de ser una recta, los valores oscilan entre unos márgenes bastante mayores, $3,30E-02$ y $3,75E-02$ (la amplitud del rango es de $4,49E-03$). Vemos que la amplitud del rango en el que oscila el día estable es casi 10 veces menor que en el día inestable.



36 a: representación de I/G e I frente al tiempo

36 b: representación de V y la irradiancia frente al tiempo

Gráfica 36

En las gráficas 36 (datos tomados el 26 de Noviembre de 2009, entre las 8:29 y las 9:23) podemos apreciar como hasta el momento, del que ya antes hablábamos, en el que el inversor empieza a comportarse de un modo estable, la variable I/G lejos de ser una constante, presenta una gran deformación. Esto se debe a que al no estar dentro del rango MPPT, no está activo el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia, o su funcionamiento no es el debido.

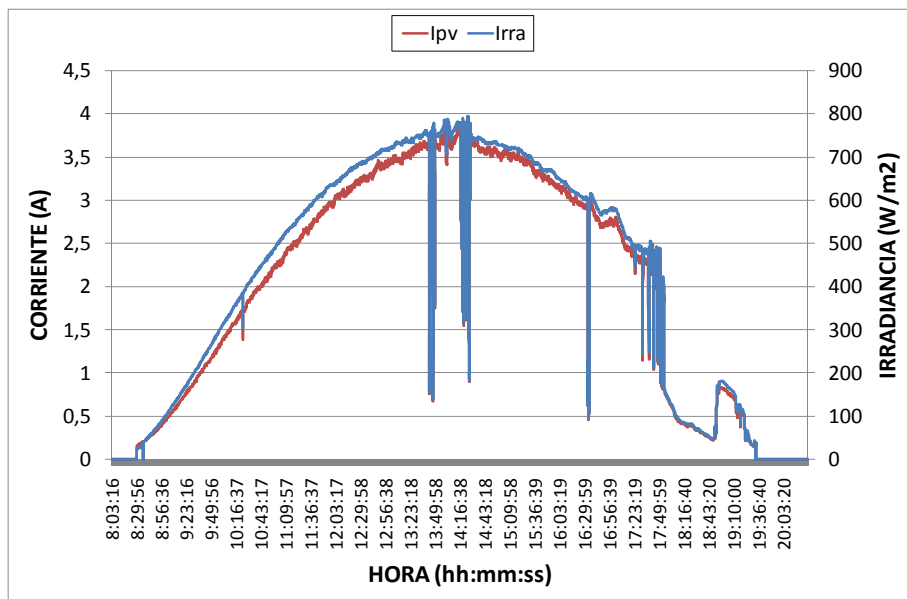
Para el mismo rango temporal, se ha analizado tanto la tensión del generador FV, gráfica 36b, como la corriente gráfica 36a. Con respecto a la tensión del generador, se puede observar que esta permanece casi constante a partir de un valor de irradiancia. Algo similar ocurre cuando se analiza el parámetro I/G , ya que a partir de ese momento, la corriente es proporcional a la irradiancia. Funcionamiento correcto del SPMP.

Para terminar en esta última selección de gráficas (gráficas 37 a 42) podemos observar las curvas de todas las variables que hemos estado analizando, en el transcurso de un día entero. Estas gráficas son del día 15 de septiembre de 2009, con el inversor SunnyBoy 1100.

El día 15 de Septiembre fue un día soleado, salvo determinadas inestabilidades (nubes) que apreciamos en momentos muy concretos del día (mediodía y atardecer).

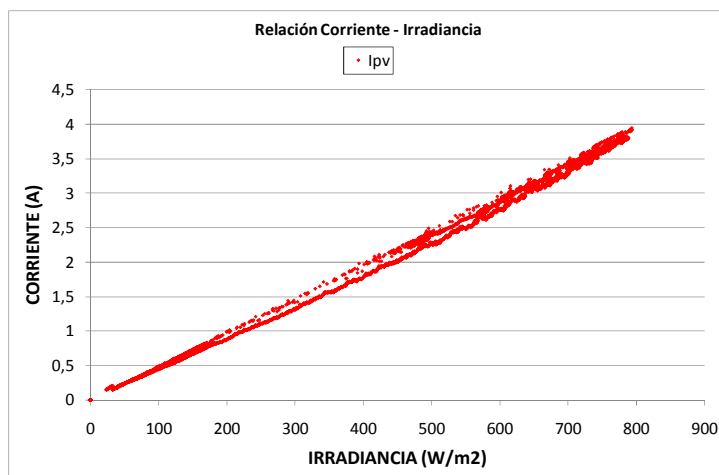
Con este conjunto de gráficas podemos resumir cuál es el comportamiento del inversor con seguidor de máxima potencia.

Gráfica 37: Ante los picos de irradiancia, la corriente responde con brusquedad. Podemos ver en la gráfica 38 que corriente e irradiancia guardan una linealidad prácticamente perfecta.



Corriente e irradiancia del día 15 de Septiembre de 2009

gráfica 37

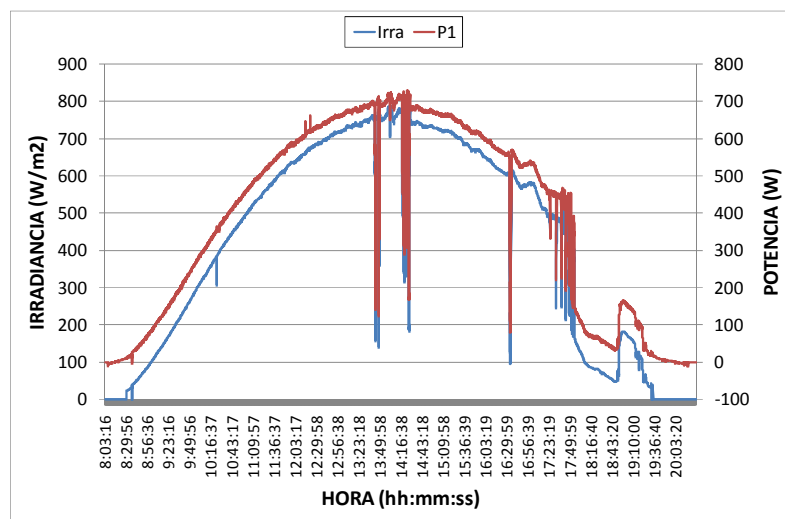


Relación corriente-irradiancia

gráfica 38

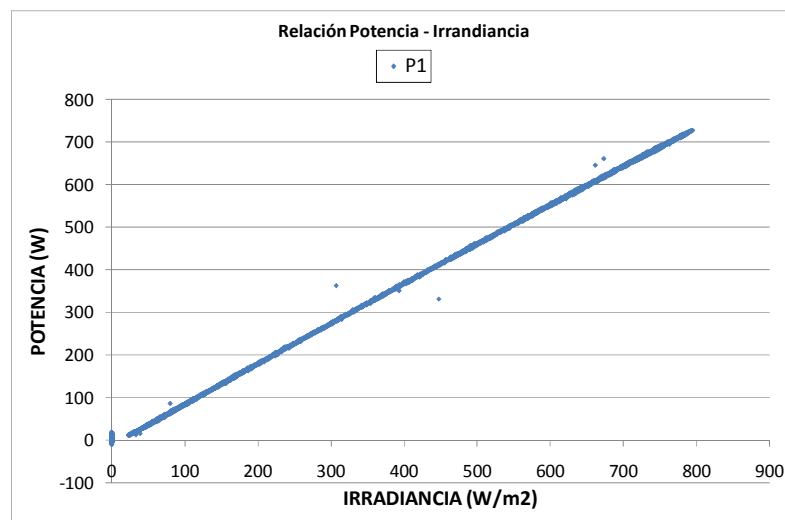
Gráfica 39: Analizando la potencia, lo que ocurre es muy similar a las gráficas anteriores de la corriente. En este caso la linealidad es perfecta salvo algunos puntos atípicos.

La similitud corriente-irradiancia, se debe a que como veremos más adelante, la tensión permanece prácticamente constante durante todo el día ($P=V \times I$).



Potencia e irradiancia del día 15 de Septiembre de 2009

gráfica 39

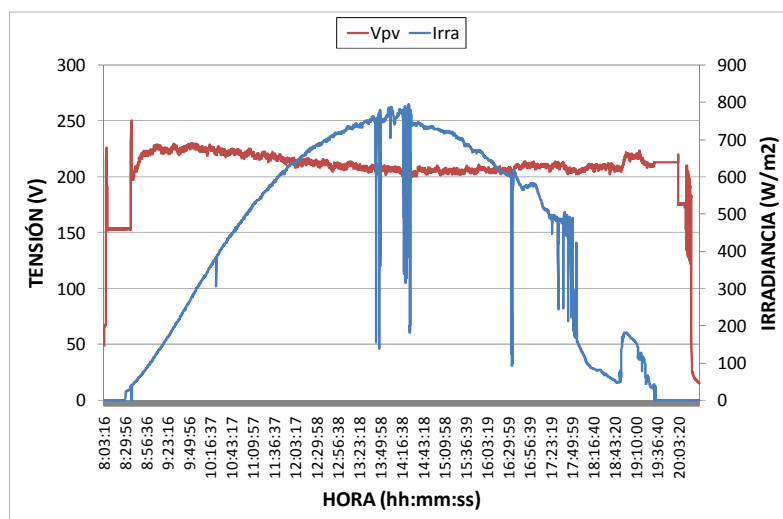


Relación potencia-irradiancia

gráfica 40

Gráfica 41: Podemos comprobar lo que anteriormente decíamos. La tensión a lo largo de todo el día es bastante constante. En los extremos (amanecer, y atardecer) a bajas potencias, vemos que el seguimiento empieza a fallar. Y en las horas más centrales del día, dónde la irradiancia es máxima también notamos una ligera disminución en la tensión.

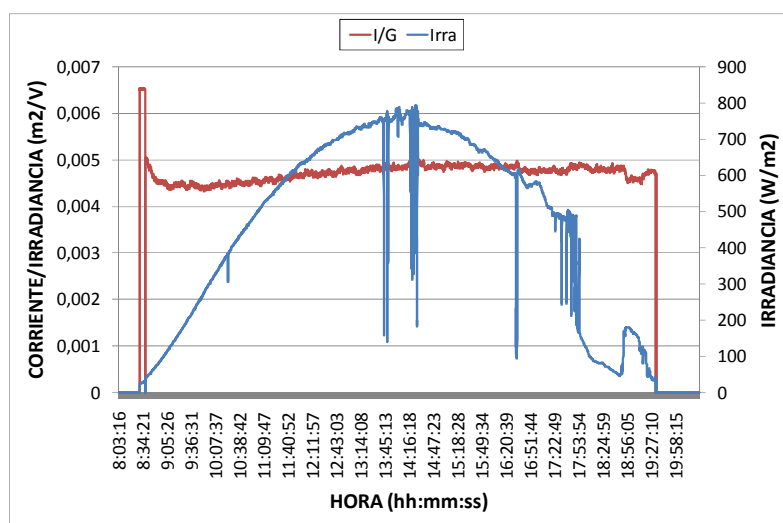
Durante las horas céntricas del día, la tensión se mantiene prácticamente constante y la corriente va siguiendo a la irradiancia para alcanzar el PMP. El problema aparece cuando la potencia empieza a ser tan baja que la tensión no se puede mantener en esos valores porque estaría por encima del PMP. Es en estos períodos de tiempo dónde al algoritmo de SPMP le cuesta más trabajo encontrar los valores I_{MP} y V_{MP} (PMP).



Tensión e irradiancia del día 15 de Septiembre de 2009

gráfica 41

Gráfica 42: En esta última gráfica, observamos la relación I/G . Como ya hemos dicho con anterioridad esta variable representa el comportamiento del seguidor del punto de máxima potencia. El hecho de que sea constante, significa que el seguimiento es bueno, y como podemos ver en los extremos el funcionamiento va empeorando, hasta que repentinamente deja de funcionar.



Corriente entre irradiancia e irradiancia del día 15 de Septiembre de 2009

gráfica 42

Capítulo 8.

Conclusiones



8. CONCLUSIONES

La eficiencia de un sistema solar fotovoltaico está íntimamente relacionada con el seguimiento del punto de máxima potencia.

Los constantes cambios en las condiciones ambientales (temperatura e irradiancia), dificultan el trabajo de estos seguidores del PMP.

En este proyecto, hemos analizado los posibles problemas de disminución del rendimiento que puede causar en una instalación fotovoltaica, el inadecuado seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles. Para conseguir la máxima eficiencia de la instalación, es necesario que durante el mayor tiempo posible, el MPP sea el punto de trabajo.

Los resultados del análisis de las distintas variables, para los distintos inversores, nos muestran que si bien el funcionamiento de los seguidores es adecuado en horas centrales del día, sus eficiencias disminuyen en horas tempranas y tardías (baja potencia).

También podemos decir que ante los cambios bruscos de irradiancia (movimientos de nubes), los inversores responden con bastante brevedad. Presentan un comportamiento bastante bueno ante las diversas condiciones ambientales.

Sería interesante, como continuación de este proyecto, realizar un estudio sobre un posible algoritmo que mejorase el funcionamiento del seguidor para bajas potencias.

Capítulo 9.

Bibliografía



9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). “*Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica*” Vol. 1 y 2. Ed. CIEMAT, Madrid, 2005.
- [2] Castañer Muñoz, Luis. “*Energía Solar Fotovoltaica*”. Ed. UPC, Barcelona, 1994.
- [3] Pareja Aparicio, Miguel. “*Energía Solar Fotovoltaica: Cálculo de una Instalación Aislada*”. MARCOMBO, S.A. Barcelona, 2009.
- [4] Fernández Salgado, Jose M. “*Guía Completa de la Energía Solar Térmica y Termoeléctrica (Adaptada al Código Técnico de la Edificación y al Nuevo RITE)*” AMV EDICIONES. Madrid, 2008.
- [5] Fernández Salgado, Jose M. “*Tecnología de las Energías Renovables*” AMV EDICIONES. Madrid, 2009.
- [6] Madrid Vicente, Antonio. “*Curso de energía solar: (fotovoltaica, térmica y termoeléctrica): adaptado al Código Técnico de la Edificación y al Nuevo Reglamento de Instalaciones Térmicas*” AMV. 2009
- [7] Méndez Muñiz, Javier María. “*Energía Solar Fotovoltaica*”. Fundación Confemetal. 2009
- [8] Gabinete de Estudios de Censolar. “*Curso de experto profesional en energía fotovoltaica*”. PROGNSA (Promotora General de Estudios, S.A.). Sevilla, 2009.
- [9] Perales Benito, Tomás. “*Cómo... montar tu propia instalación de energía solar para obtener electricidad: energía solar fotovoltaica*”. Creaciones Copyright. 2009.



REVISTAS:

- [10] ERA SOLAR. ENERGÍA FOTOTÉRMICA & FOTOVOLTAICA.
 - EDICIÓN 152 (SEPTIEMBRE/OCTUBRE 2009)
 - EDICIÓN 148 (ENERO/FEBRERO 2009)
 - EDICIÓN 144 (MAYO/JUNIO 2008)
 - EDICIÓN 134 (SEPTIEMBRE/OCTUBRE 2006)
 - EDICIÓN 131 (MARZO/ABRIL 2006)
- [11] ENERGÍAS RENOVABLES
 - JUNIO 2008
 - NOVIEMBRE 2008
 - JUNIO 2009

WEBS:

- [12] Energía Solar: <http://www.solarweb.net>
- [13] ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica) <http://www.asif.org>
- [14] CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales, y Tecnológicas) <http://www.ciemat.es>
- [15] CENER (Centro Nacional de Energías Renovables) <http://www.cener.com>
- [16] EurObserv'ER Barometer. <http://www.eurobserv-er.org>

Capítulo 10.

Anexos



10. ANEXOS

Célula calibrada ATERSA

Panel fotovoltaico SANYO HIP – 190BE3

Vatímetro ZES-ZIMMER LMG500

Software LMG-CONTROL

Inversor Steca Grid 300/500

Inversor SunnyBoy SB 1100

DISTRIBUIDOR
DISTRIBUTOR



MADRID 28045
C/ Embajadores, 187-3º
tel. +34 915 178 580
tel. +34 915 178 452
fax. +34 914 747 467

ALMUSSAFES (VALENCIA) 46440
Polígono Industrial Juan Carlos I
Avda de la Foia, 14
tel. 902 545 111
fax. 902 547 530
e-mail: atersa@atersa.com

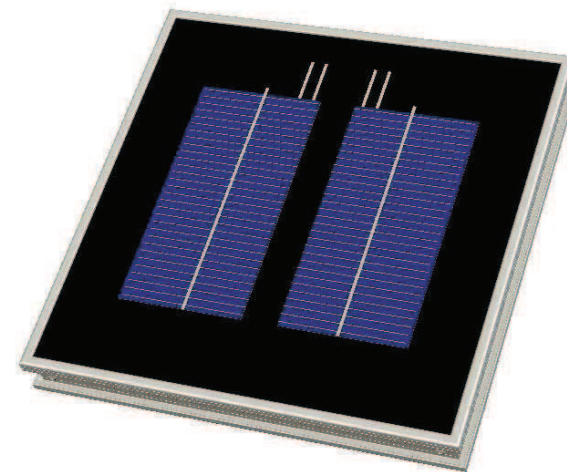
CÓRDOBA 14007
C/ Escritor Rafael Pavón, 3
tel. +34 957 263 585
fax. +34 957 265 308

(www.atersa.com)



Fecha de edición: 10/06/04
Fecha última revisión: 16/05/07
Referencia: MU-CelCal-B

ATERSA



Célula Calibrada / Compensated Compensada / Calibrated cell



Sensores de Radiación



Radiation Sensors

INSTALACIÓN **E**

Los cables manguera utilizados, tendrán un diámetro exterior comprendido entre 4,5 a 10mm, siendo éste el rango mínimo y máximo de ajuste admitido por el prensa, asegurando así la estanqueidad de la caja. El cable debe ser para exteriores, apantallado, de 1kV y protegido a los UV. La sección de cable admisible en las bornas esta entre 0.22 y 1,5mm².

Este equipo cumple con las normas de marcado CE respecto a la radiofrecuencia emitida e inmunidad. En sistemas de telecomunicaciones con frecuencias de emisión superiores a 230MHz consultar con nuestro departamento técnico.

CONFIGURACIÓN

La célula calibrada permite configurar sus salidas como:

Dos salidas de señal de 65mV DC redundantes, independientes y eléctricamente aisladas (para detectar obstáculos de suciedad en el cristal). **Configuración 1.**

Una salida de 100mV DC. **Configuración 2.**

CONFIGURACIÓN / CONFIGURATION 1 :

2 65mV : J1 y J2

Configuración / Configuration:

* JP1 - JP2

* JP3 - JP4

CONFIGURACIÓN / CONFIGURATION 2 :

1 100mV : J3

Configuración / Configuration:

* JP1 - JP2

* JP3 - JP4

SYSTEM **GB**

The cables used, will have an exterior diameter between 4,5mm and 10mm, since this is the minimum and maximum adjustment range admitted by the cable glands, in order to ensure the box IP value. The cable must be for outdoor use, shielded, for 1kV and UV protected. The cable section admitted by the connection terminals is within the range of 0.22 and 1,5mm².

This device fulfills the CE mark norms regarding immunity and emitted radiofrequency. For telecommunication systems with emitted frequencies in the range above 230MHz please ask the technical department.

CONFIGURATION

The calibrated cell the following output configurations:

Two 65mV DC redundant output signals, independents and electrically isolated (in order to find out dirtiness on the glass). **Configuration 1.**

One 100mV DC output signal. **Configuration 2.**

CARACTERÍSTICAS

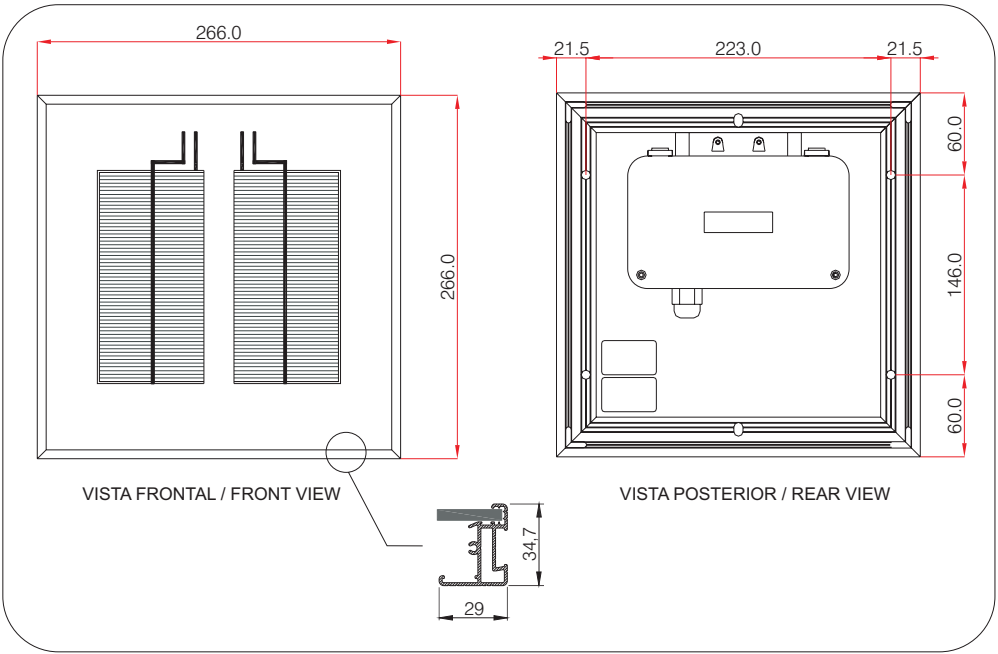
Las salidas de señal dependen única y exclusivamente de la radiación, la influencia de la temperatura es despreciable (10 ppm/K)

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	Configuración 1	Configuración 2
Relación Tensión - Radiación	65 mVdc por salida = 1000W/m2 ± 2,1%	100 mVdc = 1000W/m2 ± 2,2%
Impedancia Conectada a la Salida	>= 10MOhms *	
	* NOTA: Salidas conectadas a dispositivos de impedancia de entrada de <10MOhms, consultar.	
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
Dimensiones (mm.)	266x266x35	
Peso (aprox.)	1.60 Kg.	
Especificaciones eléctricas medidas en STC.		
* NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.		

FEAUTURES

The output signals depends only of the radiation factor, the temperature dependence is neglectible (10 ppm/K)

ELECTRICAL FEATURES	Configuration 1	Configuration 2
Voltage - Radiation correspondence	65 mVdc per output = 1000W/m2 ± 2,1%	100 mVdc = 1000W/m2 ± 2,2%
Impedance Connected to the Output	>= 10MOhms *	
	* NOTE: Outputs connected to more than 10MOhms input impedance, ask the technical department.	
PHYSICAL FEATURES		
Dimensions (mm.)	266x266x35	
Weight (approx.)	1.60 Kg.	
Electrical specifications at STC. *NOTE: The data included within this documentation might be changed without previous notifying.		



GARANTIA

El equipo dispone de DOS AÑOS de garantía contra todo defecto de fabricación, incluyendo en este concepto las piezas y la mano de obra correspondiente. (Para una información más exhaustiva de los términos de la garantía, pueden consultar nuestra página web: www.atersa.com).

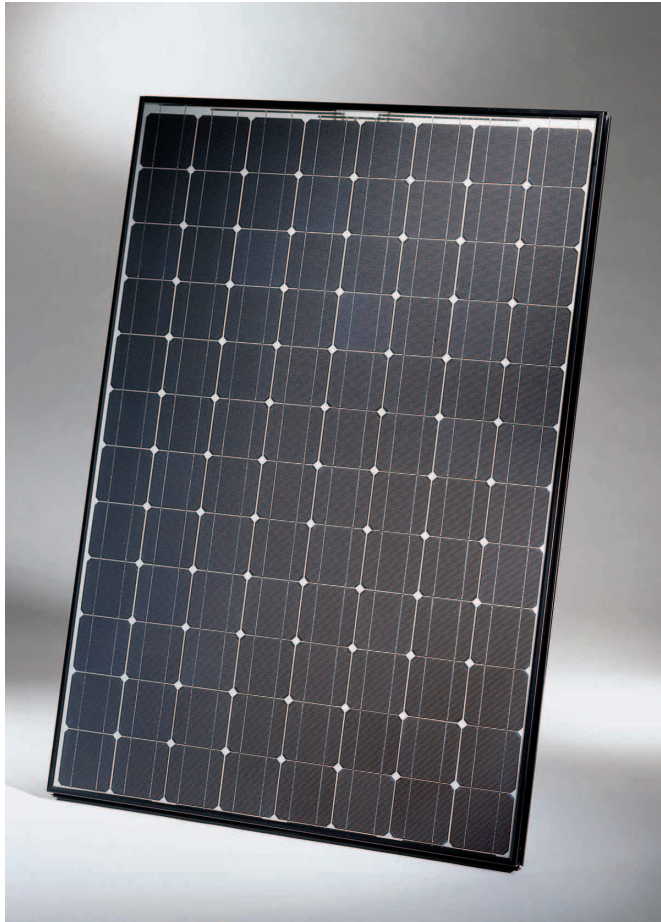
GUARANTEE

The TWO-YEARS warraty covers all manufacturing defects, parts and labour inclusive. (For more detailed information of the terms and conditions of the guarantee, consult our web page: www.atersa.com).

HIT PHOTOVOLTAIC MODULE HIP-190BE3



The SANYO HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) solar cell is made of a thin mono crystalline silicon wafer surrounded by ultra-thin amorphous silicon layers. This product provides the industry's leading performance and value using state-of-the-art manufacturing techniques.



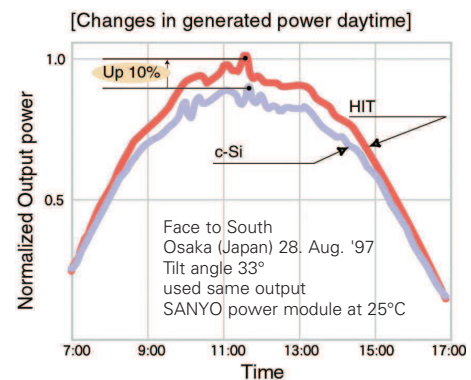
Benefit in Terms of Performance

High efficiency cell: 18.5%, Module: 16.1%

The HIT cell and module have the world's highest level of conversion efficiency in mass production.

High performance at high temperatures

Even at high temperatures, the HIT solar cell can maintain higher efficiency than a conventional crystalline silicon solar cell.



Benefit to the Environment

Low production energy

HIT solar cell requires only 200°C for the junction forming process (conventional crystalline silicon solar cell: about 900°C). This helps save energy.

Thin design

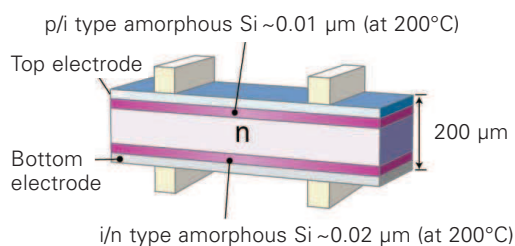
The HIT solar cell is only about 200 μm thick. (A conventional crystalline silicon solar cell is about 350 μm thick.) This helps save on silicon materials.

Benefit in Terms of Quality

High quality in accordance with ISO 9001 and 14001 standards

HIT solar cells and modules are subject to strict inspections and measurements to ensure compliance with electrical, mechanical and visual criteria.

HIT Solar Cell Structure



Supported by the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) in Japan.



Electrical and Mechanical Characteristics

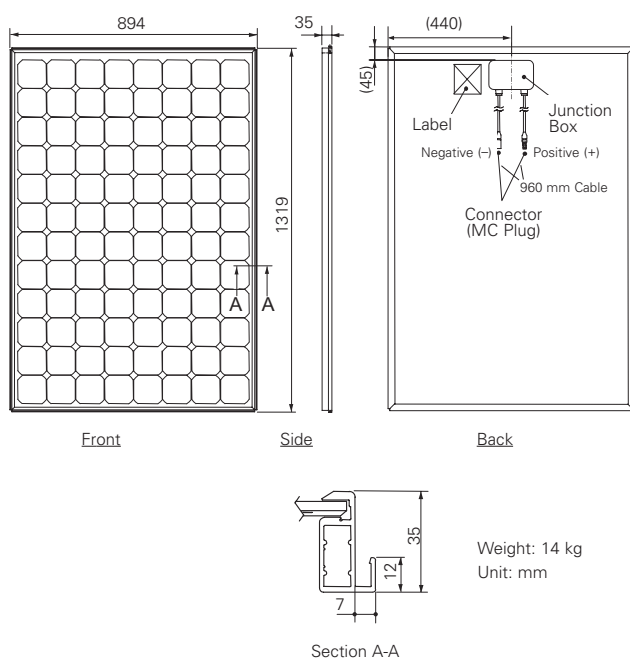
HIP-190BE3

Electrical data

Maximum power (Pmax)	[W]	190
Max. power voltage (Vmp)	[V]	54.8
Max. power current (Imp)	[A]	3.47
Open circuit voltage (Voc)	[V]	67.5
Short circuit current (Isc)	[A]	3.75
Warranted minimum power (Pmin)	[W]	180.5
Output tolerance	[%]	+10/-5
Maximum system voltage	[V]	760
Temperature coefficient of Pmax	[% / °C]	-0.30
Voc	[V / °C]	-0.169
Isc	[mA / °C]	0.86

Note 1: Standard test conditions: Air mass 1.5, Irradiance = 1000W/m², Cell temperature = 25°C
 Note 2: The values in the above table are nominal.

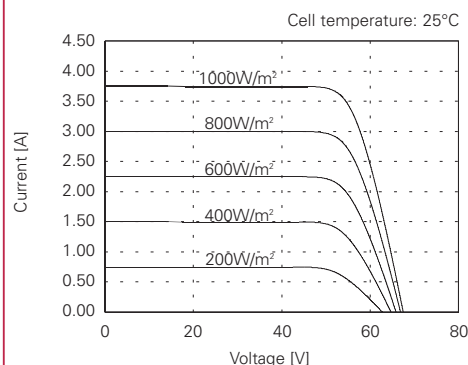
Dimensions and weight



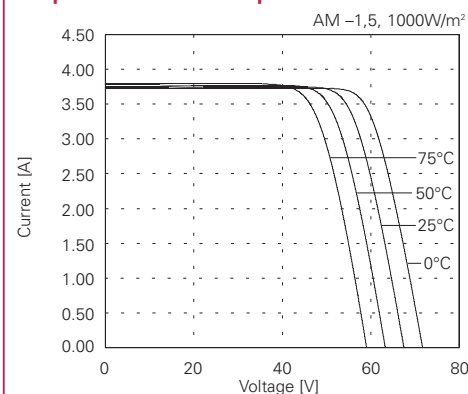
Warranty

Power output: 20 years (80% of minimum output power)
 Product workmanship: 2 years
 (Based on contract terms.)

Dependence on irradiance



Dependence on temperature



Certificates



IEC 61215



• Qualified, IEC 61215
 • Safety tested, TUV-Spec 612.972.9
 • Periodic Inspection



Electrical Protection Class II

Please consult your local dealer for more information.



Caution! Please read the operating instructions carefully before using the products.

Owing to our policy of continual improvement the products covered by this brochure may be changed without notice.

SANYO Energy
(Europe) Corporate GmbH
 Stahlgruberring 4
 81829 Munich, Germany
 TEL: +49-(0)89-460095-0
 FAX: +49-(0)89-460095-190
 http://www.sanyo-energy-europe.com
 email: info.europe@sanyo-energy.com

SANYO Energy (U.K.) Co., Ltd.
 Masterson House, 30 - 31 Mark Road,
 Hemel Hempstead,
 Hertfordshire HP2 7BW
 TEL: +44-(0)1442-21 31 21
 FAX: +44-(0)1442-21 20 21
 http://www.sanyo-energy-europe.com
 email: info.europe@sanyo-energy.com

SANYO

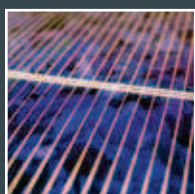
SANYO Electric Co., Ltd
 Soft Energy Company
 5-5, Keihan-Hondori 2, Moriguchi,
 Osaka 570-8677, Japan
 TEL: +81-(0)6-6994-7282
 FAX: +81-(0)6-6994-7289
 http://www.sanyo.co.jp

1 to 8 Channel Precision Power Meter LMG500



- Accuracy 0.03%
- Bandwidth 10MHz (DC, 0.05Hz to 10MHz)
- 3MSamples/s simultaneously on each U and I channel
- Sampling absolutely gapless with evaluation of all sampling values, therefore captures all inrush currents and signal changes
- Harmonics and interharmonics up to 50kHz/1MHz
- Flicker, interactions between network and load

To improve Motors, Transformers,
Frequency Inverters, Power Electronics,
Power Supplies, Lightings, Automotives
in Efficiency, Reliability,
Electromagnetic Compatibility and Life-Cycle Costs



LMG – A Synonym for Precision Power Measurement

Precision Power Meters (German: Präzisions-LeistungsmessGeräte) of the series **LMG** by ZES ZIMMER – LMG90 and LMG95 for single phase, LMG310, LMG450 and **LMG500** for multiphase measurements – have been proved in many various applications. The character string **LMG** has become a synonym for precise and wide band measurement of electrical power. The magnitudes correlated with electrical power like current, voltage, harmonics, flicker and energy have to be acquired precisely as to optimise your products in efficiency, reliability, electromagnetic compatibility (EMC), life-cycle costs.

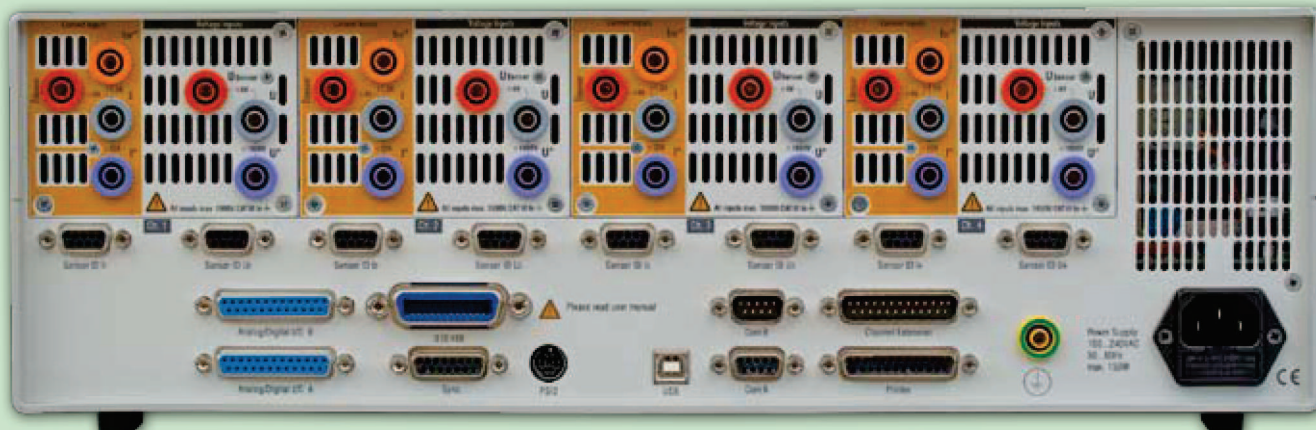
LMGs are used for measurement at:

- Components, e.g. ferrite cores, semiconductors, capacitors
- Devices, e.g. motors, inverters, lightings
- Installations and parts of those, also power grids to identify their parameters
- CE-mark tests on devices, supplied by power sources (simulating an ideal power network), to investigate the feedback of harmonics and flicker (load variations)
- Interactions of network and appliance

The most important highlight features of the LMG500:

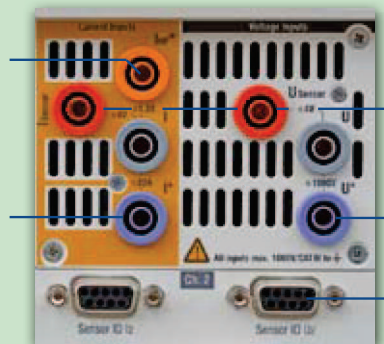
- Group delay between U- and I- measuring input <3ns as standard to assure very precise measurement at low $\cos\varphi$ and/or high frequencies
- High dynamics in level control, ranges from 3V to 1000V/3200V_{peak}, 20mA to 32A/120A_{peak} in direct measurement only by a single pair of sockets each for voltage as well as for current input
- 3MSample/s, absolutely gapless sampling with evaluation of all sampling values
- Capturing transients and fast signal changes by event triggering which is always active in the background of the „normal mode“
- Harmonics and interharmonics up to 50kHz internal and up to 1MHz with an external PC
- Flicker measurement, interactions between network and load
- Modular with 1 to 8 power measuring channels
- Ergonomic operation shell for easy, intuitive use of the power meter
- Real-time evaluation of the measurements in numeric tables and diagrams
- Interfaces with high data transfer rate (IEEE488.2, RS232, USB, Ethernet)

Measuring inputs for ultimate requirements



- Separated HF current inputs I_{HF}^* : 150mA to 1.2A/DC to 10MHz

- Current inputs I^* , high dynamic of range: 20mA to 32A/120A_{peak} by only one socket pair, no need and incommode change of external shunts!



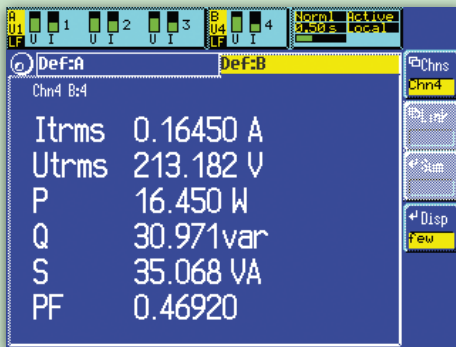
- Measuring with external sensors: Inputs I_{Sensor} and U_{Sensor} 30mV to 4V/DC to 10MHz

- Voltage inputs U^* : 3V to 1000V/3200V_{peak}

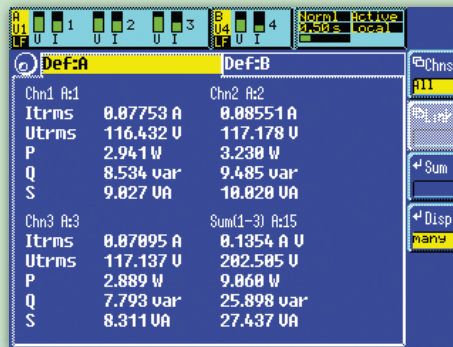
- Auxiliary voltage $\pm 15V$ and Identification of external sensors

- Very low capacity of measurement inputs against earth <30pF, thereby no interference of measured signals
- High bandwidth of 10MHz, shortest pulsed signals will be measured precisely
- All inputs isolated against each other and against earth (max. 1000V/CAT III)
- Gapless sampling and evaluation with 3MSamples/s at any duration, measuring cycle max. 60s
- Up to 8 power measuring channels with 8 channel compact meter or with two connected LMG500, all channels absolutely synchronously sampling with 3MSamples/s

Clear representation of measuring process

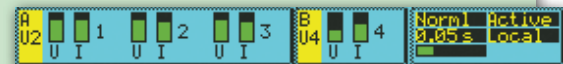


Measurement display with six values



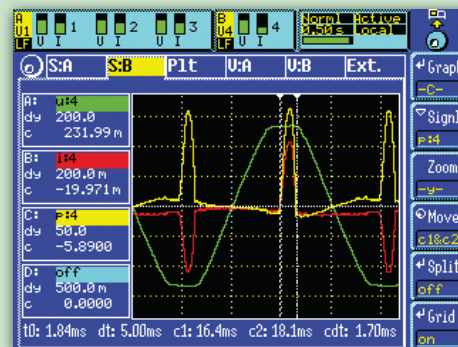
Measurement display with 20 values

- Status bar permanently displayed in all menus
- Measurement display for one or four power channels, alternatively with six or 20 values, 40 values or more to scroll

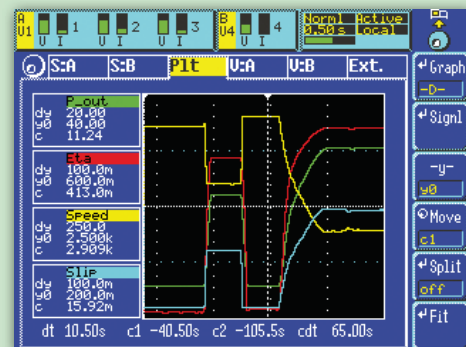


Status bar to overview active measurements

- Graphical display for wave form, line plot (trend display), phasor diagram and bar graph for harmonic analysis



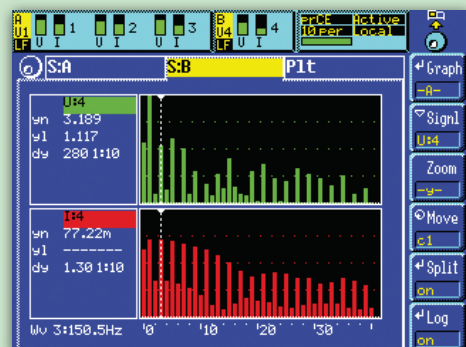
Graphical display for wave form



Line plot (trend display)



Phasor diagram

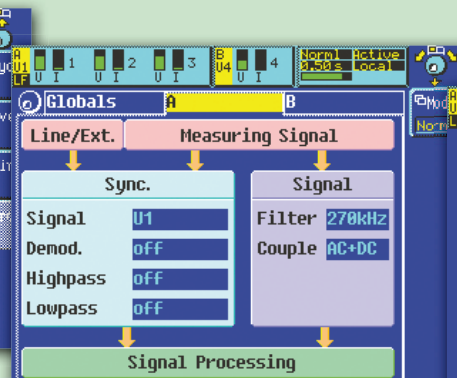


Representation of harmonics as bar graph

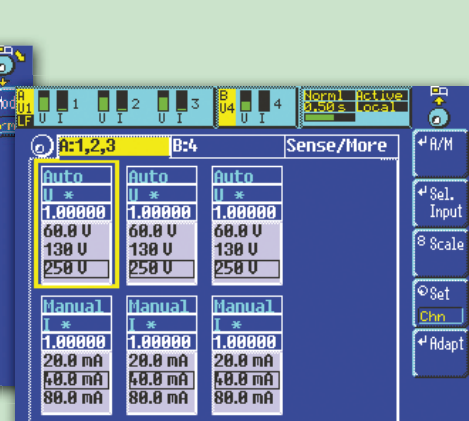
Device settings easily and intuitively over menus



Global settings, for example the star-delta conversion



Independent setting of synchronisation and measurement path



Selection of input sockets, scaling and measurement range

- Global settings
- Two independent filter sets to process synchronisation and measurement signal
- Manual or automatic setting of measurement ranges

Flexible use of the power measurement channels

Eight power measurement channels, each of them sampled absolutely synchronously with 3MSamples/s, can be provided:

- Either by a coupled 2nd device
- Or by the LMG500 with its compact 8 channel enclosure.

The current and the voltage paths of the power measurement channels are all isolated against each other and against

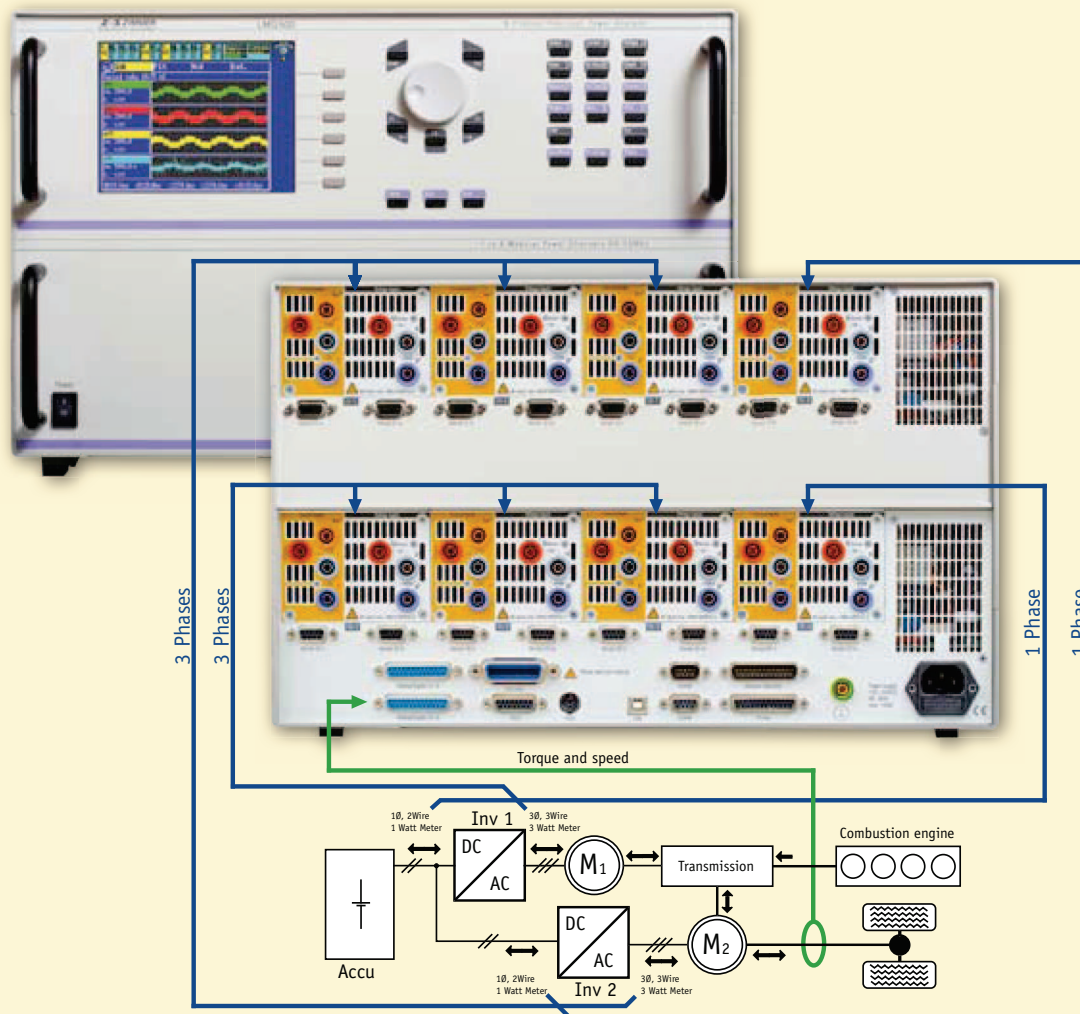
earth. This enables a free structuring of measurement on various power applications. The channels are arranged within up to 4 groups (see listed table): channels 1 to 4 (device 1) into group A and B and channels 5 to 8 (device 2) into group C and D. Each group is synchronised by a group specific signal. The synchronisation with an external signal or by „line“ is also possible. The settings of group A and B for certain wirings are independent to the settings of group C and D.

Channel No.	Ch. 1	Ch. 2	Ch. 3	Ch. 4	Ch. 5	Ch. 6	Ch. 7	Ch. 8
Group formation	A		B		C		D	
Possible wiring in the groups A to D	4Ø 4Wire				4Ø 4Wire			
	4Ø 5Wire				4Ø 5Wire			
	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W
	3Ø 3Wire			1Ø 2W	3Ø 3W			1Ø 2W
	3Ø 4Wire				3Ø 4W			
	4Ø 4Wire				4Ø 4W			
	3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W		3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W		3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W		3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W	
	3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W		1Ø 2W	1Ø 2W	3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W		1Ø 2W	1Ø 2W

LMG500 – Compact with 8 Channels



Hybrid Automotive Drives



Optimisation of the energy management of hybrid automotive drives through analysing the power flow in various operation modes and conditions:

1. Automotive drives through combustion engine with or without booster of the inverter fed 3-phase electrical machines M1 and M2.

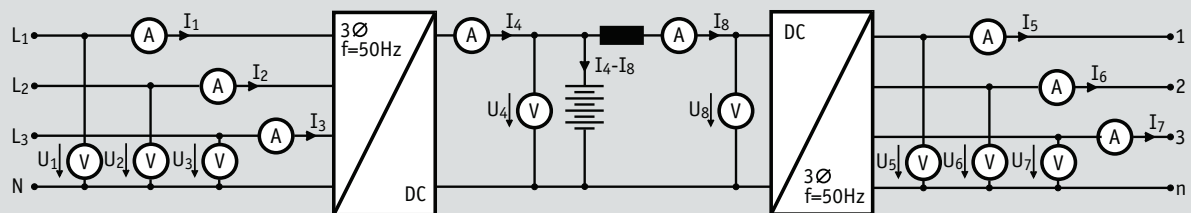
2. Energetic feedback of the braking energy into the battery.
3. Charging/recharging of the battery with combustion engine. Eight power measurement

channels and the process signal interface for torque and speed acquire exactly synchronously all data to precisely define efficiency.

LMG500 – Compact with 8 Channels



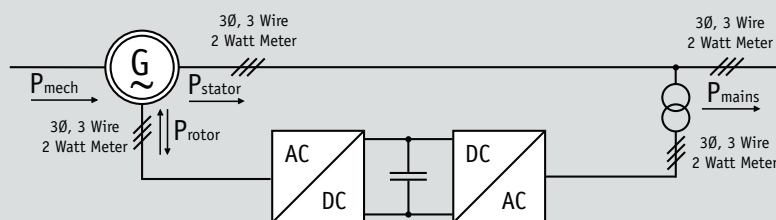
Uninterruptible Power Supply with DC-Link



Determination of efficiency at different operation points and conditions



Double Fed Asynchronous Machines



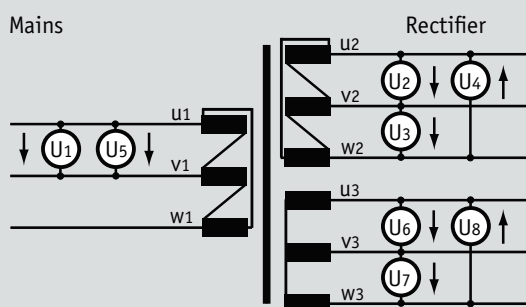
Stator power, rotor power, mains power, mains specific inverter power in each case with two watt meters in Aron circuit

Wind generators without gearing but with an extended range for revolution speed.

With fixed frequency at stator side and by setting the rotor frequency the double fed asynchronous machine can work as a generator with high efficiency at different wind speeds.



Transformers with Multiple Windings



Eight channel measurement at 12pulse rectifier transformer

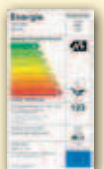
A three winding transformer with two by 30° electrically shifted outputs coils feeds two 6puls rectifiers. Thereby the primary winding suppresses harmonics, e. g. the 5th, 7th, 17th and 19th. The power measurement channels are configured as two groups with channels 1 and 5 in parallel. Therewith all measurement channels have the same phase reference and special rectifier transformers with (n·30°) deviating phase angles can be measured exactly.

Gapless Data Capturing



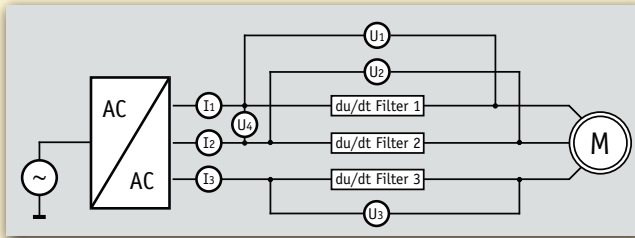
Energy Efficiency Classification for White Goods and PCs Standby Consumption

Benchmark like SPECpower_ssj2008 have been set up to ascertain power consumption of PCs and servers as a function of computing power. The LMG500 is listed for this. Standby consumption of domestic appliances are covered by standards like IEC 62301. The LMG500 fulfils this requirements. Low currents (µA) can be measured by using the shunt SH-100-P.

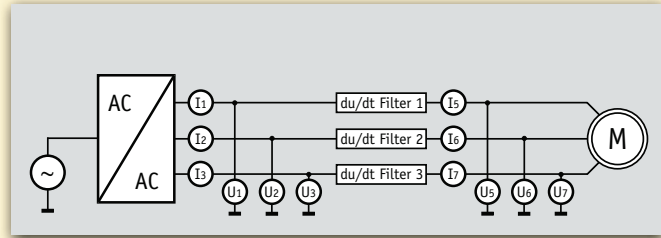




Power Loss of Filters for Frequency Inverters



Power loss through measurement across the filter



Power loss through difference measurement before and behind the filter

To increase efficiency of modern PWM frequency inverters fast switching semiconductors are used for minimising the switching losses in the output stage. However, the extremely steep voltage edges cause capacitive currents that stress bearings and isolation of the motors – this leads to an early break down.

Motor filters (e. g. du/dt-filters) attenuate the voltage edges in rise and fall, but generate power losses by the filters' transient oscillations (typ. >100kHz).

The high bandwidth and the very small group delay time of U-/I-measuring channels, <3ns as standard, allows extremely precise power loss measurements at those frequencies, also when measured across the filter at small $\cos\varphi$.



L-L voltage U4 before the filter, voltage U1 across the filter and filter input current I1

Menu to compensate the delay time of external sensors

Currents >30A are measured by means of external sensors.

Wide band (>100kHz) current transducers for more than 100A, e. g. ZES ZIMMER type PSU, are used. The error caused through the group delay of the current transducer can be corrected by assistance of the delay time menu inserting the necessary time adjustment.

An outstanding tool with an easy to use menu.

A:1,2,3		B:4		Sense/No		Delay	
dU/ns	dI/ns	P/W	PF				
1 0	10	0.0403 kW	0.04799				
2 0	3	0.0452 kW	0.05418				
3 0	7	0.0379 kW	0.04831				
4 0	0	0.0000 kW	-----				
5 0	0	-----	-----				
6 0	0	-----	-----				
7 0	0	-----	-----				
8 0	0	-----	-----				

Delay time menu with compensation values for I in phase 1,2 and 3



Losses at lowest power factors of transformers, chokes and capacitors

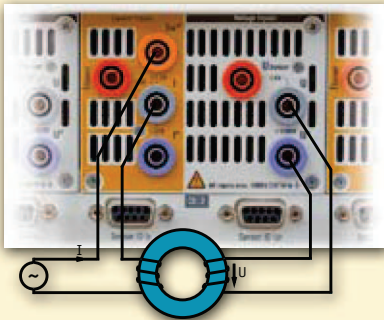
Power measurement up to 10MHz requires that current and voltage channels are so designed that delays between each other are very small. With the LMG500 they are less than 3ns and this means an angle error <1 μ rad at 50Hz. Due to this feature incorporated in the LMG500 it is best suited to measure the power losses of transformers, chokes and capacitors at very low power factor. The instruments with the standard factory settings fully comply to the requirements of these measurements. Options or adjustments are not necessary.

A calibration protocol [order no. KR L50 LPF] to proof measurement accuracies at power factors in the range of 0.01 can be supplied. Usually current or voltage transducers will be used for measuring power transformers. The phase angular error of this transducers can be corrected in the delay time menu which improves the accuracy of the measurement. Various definitions, e.g. IEC 60076-1, can handle the calculation of the corrected power. This can be calculated easily by using the powerful formular editor regarding to the requirements.

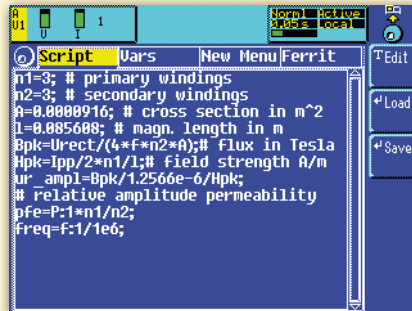


Source: Siemens AG

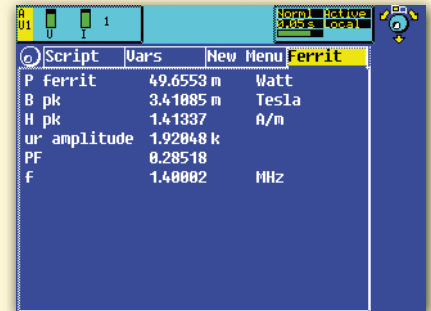
Core Losses and Parameters up to 10MHz



Circuitry



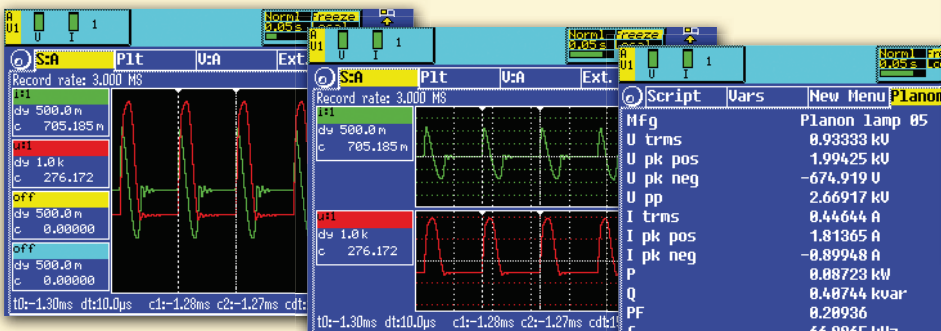
Script editor



Custom menu with numerical results

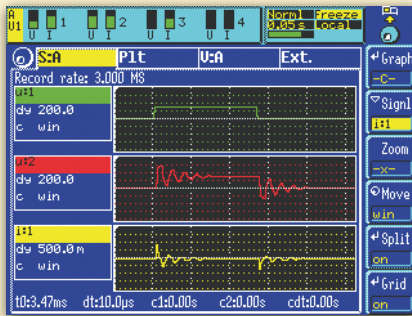
The power measured with the exciting current I and the induced voltage U at the sensor winding (core magnetisation voltage) directly yields the core losses without copper losses. With the rectified value of the sensor voltage U – a measure for the voltage-time area and therewith the induced flux –, the exciting current I and the geometric core data, the characteristic curves e.g. $P(B_{pk})$, $B_{pk}(H_{pk})$ can be generated. With the high-performance script editor the respective curve points are calculated measuring cycle by measuring cycle. Please request special application note.

Chopped Ballasts of Modern Lighting

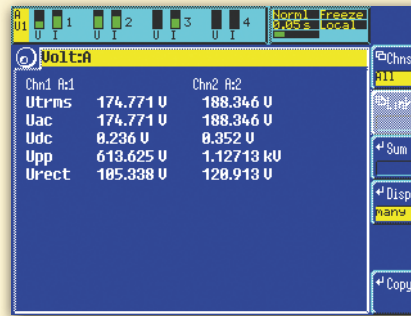




Transient Voltages with Long Connecting Lines



Voltage at inverter output as well as voltage and current at motor with long connection cables

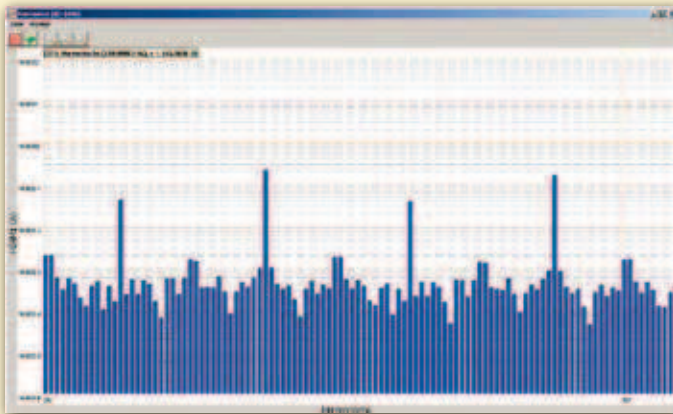


Easy to recognize: Double increase of peak value U_{pp}

Voltage peaks by reflexion occur on long connection cables between frequency inverter and motor. They attain up to the double of the transmitted voltage pulse and stress isolation in addition. On account of the high bandwidth of the LMG500 these voltage peaks are captured properly.



Avionics: Monitoring Harmonics up to 150kHz



Harmonic Analysis by ZES ZIMMER software LMG-CONTROL

The on-board power supplies of modern large scale aircraft are operating with frequency up to 800Hz. Basic standards like EUROCAE ED-14D and ABDO100.1.8 are created to define limit values, as to specify those power supplies. Fundamental frequency from 360Hz to 800Hz must be assessed by their harmonics in ranges up to 150kHz. Therefore the LMG500 is best applicable.

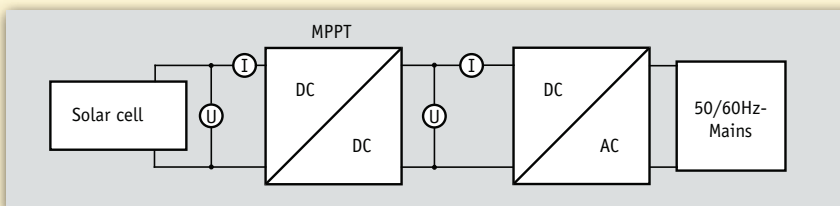
The spectral analysis of currents and voltages DC to 1MHz is supported by a separate ZES ZIMMER application software LMG-CONTROL. You will get graphical data representation in linear or logarithmic scaling. The values can also be exported as tables e. g. into MS Excel.

Harmonic analysis with LMG-CONTROL ranges up to 1MHz. The fundamental can be set user-defined from 0.07Hz to 1MHz.

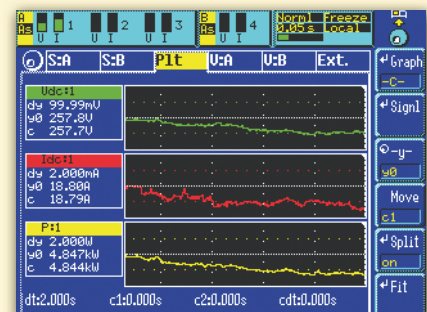
High Basic Accuracy – High Range Dynamics



Solar Technology



By assistance of the Maximum Power Point Tracker (MPPT) the operating point of a solar generator can always be kept in its optimum. While non steady solar radiation currents and power can vary between a few percent and nominal value in short time intervals. The tracking can only be optimised if measuring is consistently and without dropout e.g. that may occur while measuring range is switched. The high nominal accuracy of 0.03% allows a correct measuring of very low currents also in the 32A range.



Voltage, current and effective power high precise without range switching

High Quality Basic Configuration

The high quality basic configuration of the LMG500 at reasonable price allows comfortable working. Already included are RS232 interface, a printer interface and a powerful script editor.

Options and Accessories for Operating Extensions

IEEE488 interface

(Order no. L50-01)

Interpretation of the complete SCPI, as well as the LMG500 specific command set. The data transfer rate yields up to 1Mbyte/s.

USB interfaces

(Order no. L50-02USB)

For connection of a memory stick (front side) and another USB interface for data transfer and remote (backside).

Ethernet converter

(Order no. L50-Z318)

External adapter, all connectors will fixed and supplied by LMG.

Processing signal interface, digital and analogue in- and outputs

(Order no. L50-03)

To monitor further process magnitudes like revolution, torque etc. With assistance of the script editor efficiency and other magnitudes can be deduced and be applied as control parameters.

Flicker meter

(Order no. L50-04)

Compliant to EN61000-4-15. The evaluation of the voltage fluctuations by currents up to 16A compliant to EN61000-3-3, by currents up to 75A compliant to EN61000-3-11.

Event triggering

(Order no. L50-05)

Display and save abnormal events.

Further description see below.

Star to delta conversion

(Order no. L50-06)

for 3phase-3wire systems.

Further description see below.

Harmonics up to 99th for U, I, P, Q und S

(Order no. L50-08)

Current, voltage and power are analysed up to 50kHz on fundamentals ranging from 0.1Hz to 1.2kHz. Evaluation of inter-harmonics is possible by dividing the given fundamental to a

lower one using it as reference.

With use of the sampling values the harmonic analysis up to 1.5MHz on a external PC is given.

CE Harmonics

(Order no. L50-09)
Up to the 40th, for currents up to 16A in compliance with EN61000-3-2, for currents from 16A to 75A in compliance with EN61000-3-12

DSP Modules

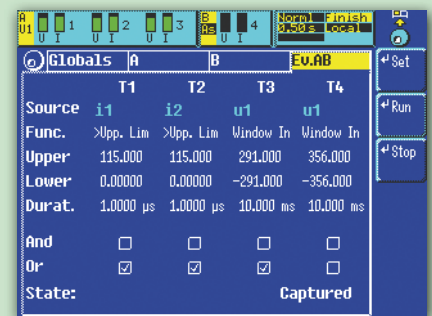
(Order no. L50-010)

Necessary to operate particular options.

Option: Event triggering

Order no. L50-05

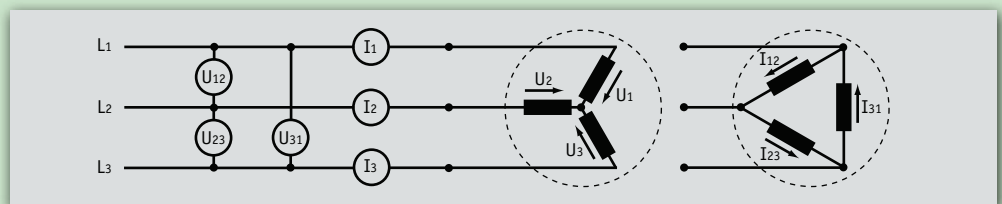
If trigger conditions are set this option operates in the background of the normal measuring mode and can be conditioned for max. four measurement values u, i, p coming from different measuring channels. By detection of given trigger conditions the scope display will be „frozen“ (display „finish“ in the status line). However, the normal measuring proceeds without any gaps, evaluating completely all sample values. Four logical connectable trigger events, which are selected via the menu, can be defined to control the U- and I measuring inputs. In each trigger event you can ascertain: Value larger/smaller, inside of/outside of a window, event time 330ns...10s. By this and the sampling with 3Msamples/s particular peaks and dips will be detected. Via the printer interface the aligned scope picture can be printed, also the 2 million samples representing the event can be transferred via the data interface, on request. With the soft key button RUN the scope display is switched again to the current measuring mode until a new event is detected.



Conditioning of event triggering

Option: Star to delta conversion for 3phase-3wire system

Order no. L50-06



3phase-3wire system: measurement of line to line voltages and line currents

At 3phase-3wire systems only the line to line voltages U_{12} , U_{23} and U_{31} and the line currents I_1 , I_2 and I_3 are available for measurement.

By assistance of the star to delta conversion the line to line voltages can be converted into those not directly accessible phase voltages (line to neutral voltages, i. e. the phase voltages of the load as if star-connected) and the assigned active powers can be defined. In analogy the line currents can be converted into the „linked“

currents (line to line currents of the delta connected load). Out of the calculated „linked“ values other magnitudes are

deduced, as well as harmonics can be assessed.

Unbalance of net and load, as well as distorted wave forms are

handled correctly by the star to delta conversion.

Link123 (U1,I1) A:9	Link123 (U2,I2) A:10	Link123 (U3,I3) A:11
Itrms 0.88827 A	0.88827 A	0.87388 A
Utrms 68.719 U	68.795 U	68.746 U
P 4.855 W	4.352 W	3.844 W
Q 3.739 var	4.236 var	3.310 var
S 5.516 VA	6.073 VA	5.073 VA

Calculated values (linked values) of the star connected windings (Wiring: 3+1, $U_{\Delta} I^* \rightarrow U^* I^*$)

Link123 (U12,I12) A:9	Link123 (U23,I23) A:10	Link123 (U31,I31) A:11
Itrms 0.84762 A	0.84601 A	0.84455 A
Utrms 118.284 U	119.383 U	119.119 U
P 4.278 W	4.001 W	4.053 W
Q 3.658 var	3.758 var	3.426 var
S 5.629 VA	5.489 VA	5.387 VA

Calculated values (linked values) of the delta connected windings (Wiring: 3+1, $U_{\Delta} I^* \rightarrow U_{\Delta} I^*$)

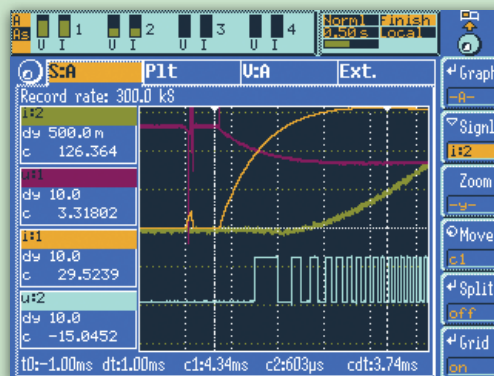
Options and accessories for expanding functions

Adapter for incremental rotary encoder

Order no. L50-Z18

Pulses of the incremental rotary encoder (signal u2 in blue) are transformed to a proportional voltage by the adapter L50-Z18, positive/negative voltage for forwards/backwards, and led to the LMG500 measuring input, here the I_{sensor} input.

Interesting details in the scope display that has been captured (status „finish”) with the option „event triggering”: u1 (red) is the motor voltage, i1 (yellow) is the motor current which rises with the electrical time constant of the rotor. About 0.7ms after applying current the motor starts with its first move and the rise of the analogue, revolution-proportional adapter output signal i2 (green) begins. 3.5ms after start up of the motor current, the rotor has moved only 8°, the rotation speed of 126U/min is already exactly received!



Rotary encoder via adapter L50-Z18 connected to a measurement channel to record a fast motor start with high resolution

SYS61K Test system in compliance with EN61000-3-2/-12 and EN61000-3-3/-11

Order no. SYS61K-3PL50

System to measure current harmonics and flicker emitted by the appliance and their effects onto mains:

- harmonic analyzer acc. EN61000-4-7
- harmonics for currents up to 16A in compliance with EN61000-3-2
- harmonics for currents from 16A to 75A in compliance with EN61000-3-12
- flickermeter acc. EN61000-4-15
- flicker (voltage fluctuation) for currents up to 16A in compliance with EN61000-3-3
- flicker (voltage fluctuation) for currents up to 75A in compliance with EN61000-3-11

The system consists of:

- a ZES ZIMMER power meter LMG500
- an AC source, as an alternative customer can implement own sources
- a reference impedance
- measuring analysis software in compliance with standards
- a PC/notebook

Ready to use delivery in a 19" cabinet or as hard-/software package for customer system integration, also with customer components



SYS61K Test system in compact 19" cabinet

Technical Data

Voltage measuring ranges U*

[illegible]

Current measuring ranges I*

Nominal value /A	20m	40m	80m	150m	300m	600m	1.2	2.5	5	10	20	32
Maximum trms value /A	37m	75m	150m	300m	600m	1.25	2.5	5	10	20	32	32
Maximum peak value for full scale /A	56m	112m	224m	469m	938m	1.875	3.75	7.5	15	30	60	120
Shunt impedance	560mΩ			68mΩ			7.5mΩ			2mΩ		

Current measuring ranges I_{HF}^*

Nominal value /A	150m	300m	600m	1.2
Maximum trms value /A	225m	450m	900m	1.8
Maximum peak value for full scale /A	313m	625m	1.25	2.5
Shunt impedance	0.1Ω			

Sensor inputs $U_{\text{Sensor}}, I_{\text{Sensor}}$

Nominal value /V	30m	60m	120m	250m	500m	1	2	4
Maximum trms value /V	37m	75m	150m	300m	600m	1.2	2.5	5
Maximum peak value for full scale /V	62m	125m	250m	500m	1	2	4	8
Input impedance	100kΩ		34pF					

Technical Data

Measuring accuracy

Accuracy		± (% of measuring value + % of measuring range)									
		DC	0.05Hz..45Hz	45Hz..65Hz	65Hz..3kHz	3kHz..15kHz	15kHz..100kHz	100kHz..500kHz	500kHz..1MHz	1MHz .. 3MHz	3MHz .. 10MHz
Voltage	U*	0.02+0.06	0.02+0.03	0.01+0.02	0.02+0.03	0.03+0.06	0.1+0.2	0.5+1.0	0.5+1.0	3+3	f/1MHz*1.2 + f/1MHz*1.2
	Usensor	0.02+0.06	0.015+0.03	0.01+0.02	0.015+0.03	0.03+0.06	0.2+0.4	0.4+0.8	0.4+0.8	f/1MHz*0.7 + f/1MHz*1.5	f/1MHz*0.7 + f/1MHz*1.5
Current	I* (20mA .. 5A)	0.02+0.06	0.015+0.03	0.01+0.02	0.015+0.03	0.03+0.06	0.2+0.4	0.5+1.0	0.5+1.0	f/1MHz*1 + f/1MHz*2	-
	I* (10A .. 32A)	↓	↓	↓	↓	0.1+0.2	0.3+0.6	f/100kHz*0.8 + f/100kHz*1.2	-	-	-
	I HF	↓	↓	↓	↓	0.03+0.06	0.2+0.4	0.5+1.0	0.5+1.0	f/1MHz*1 + f/1MHz*2	-
	I sensor	↓	↓	↓	↓	0.03+0.06	0.2+0.4	0.4+0.8	0.4+0.8	f/1MHz*0.7 + f/1MHz*1.5	f/1MHz*0.7 + f/1MHz*1.5
Power	U* / I* (20mA .. 5A)	0.032+0.06	0.028+0.03	0.015+0.01	0.028+0.03	0.048+0.06	0.24+0.3	0.8+1.0	0.8+1.0	f/1MHz*3.2 + f/1MHz*2.5	-
	U* / I* (10A .. 32A)	↓	↓	↓	↓	0.104+0.13	0.32+0.4	f/100kHz*1 + f/100kHz*1.1	-	-	-
	U* / I HF	↓	↓	↓	↓	0.048+0.06	0.24+0.3	0.8+1.0	0.8+1.0	f/1MHz*3.2 + f/1MHz*2.5	-
	U* / I sensor	↓	↓	↓	↓	0.048+0.06	0.24+0.3	0.72+0.9	0.72+0.9	f/1MHz*3 + f/1MHz*2.3	f/1MHz*1.5 + f/1MHz*1.4
	U sensor / I* (20mA .. 5A)	↓	0.024+0.03	↓	0.024+0.03	0.048+0.06	0.32+0.4	0.72+0.9	0.72+0.9	f/1MHz*1.4 + f/1MHz*1.8	-
	U sensor / I* (10A .. 32A)	↓	↓	↓	↓	0.104+0.13	0.4+0.5	f/100kHz*1 + f/100kHz*1	-	-	-
	U sensor / I HF	↓	↓	↓	↓	0.048+0.06	0.32+0.4	0.72+0.9	0.72+0.9	f/1MHz*1.4 + f/1MHz*2	-
	U sensor / Isensor	↓	↓	↓	↓	0.048+0.06	0.32+0.4	0.64+0.8	0.64+0.8	f/1MHz*1.12 + f/1MHz*1.5	f/1MHz*1.12 + f/1MHz*1.5

additional measurement uncertainty in the ranges 10A to 32A: $\pm I_{rms}^2 \cdot 30 \mu A / A^2$

Accuracies based on:

1. sinusoidal voltage and current
2. ambient temperature (23 ± 3 °C)
3. warm up time 1h
4. definition of power range as the product of current and voltage range, $0 \leq \lambda \leq 1$, (λ =Power factor=P/S)
5. calibration interval 12 month

Other values

All other values are derived from the current, voltage and active power values. Accuracies for derived values depend on the functional relationship (e.g. $S = I * U$, $\Delta S/S = \Delta I/I + \Delta U/U$)

Isolation

All current and voltage inputs isolated against each other, against remaining electronic and against earth
max. 1000V/CATIII resp. 600V/CATIV

Synchronization

The measurement is synchronized on the signals period. There is a choice to determine the period from „line“, „extern“, u(t), i(t) as well as their envelopes, combined with settable filters. By this very stable readings are achieved, even at signals of pulse width modulated frequency inverters and amplitude modulated electronic ballasts

Harmonic analysis (option CE Harm L50-09)

Measuring of current and voltage with evaluation in full compliance with EN61000-3-2/-12, measurement according to EN61000-4-7

Harmonic analysis (option Harm100 L50-08)

Analysis of current, voltage (incl. phase angle) and power up to 99th harmonics, in total 100 harmonics including DC component. Fundamental in the range from 0.1Hz to 1.2 kHz. Analysis up to 10kHz (50kHz without antialiasing filter). By integer divider (1...128) a new reference fundamental can be created as to detect interharmonics. Externally on PC up to 1MHz with LMG-CONTROL software.

Flicker measuring (option L50-04)

Flicker meter according to EN61000-4-15 with evaluation in full compliance with EN61000-3-3/-11

Transients (option L50-05)

Detecting and recording of transients >330ns

Scope function (standard)

Graphical representation of sampled values versus time

Plot function (standard)

Time (Trend) diagram of max. 4 readings, minimal resolution 50ms, respectively 10ms in 50Hz half-wave (flicker) mode

Star delta conversion (option L50-06)

Sums and differences between channels on sample basis

Computer interfaces

RS232 (standard) and **IEEE488.2 (option L50-01)**, additional **USB 2.0 Typ B (L50-02USB)**, **Ethernet 10/100 Base-T RJ45 (option L50-Z318)** available. Only one interface can be used at the same time

Remote control

All functions can be remote-controlled, keyboard lock for measuring parameters

Output data

Output of all readings, data formats BIN/ASCII, SCPI command set

Transfer rate

RS232: max.115200 Baud, IEEE488.2: max. 1MByte/s

USB-stick connector (option L50-02USB)

For logging data

Printer interface (standard)

Parallel PC-Printer interface with 25-pin SUB-D socket, printing measuring values, tables and graphics to matrix, inkjet or laser printers

Processing signal interface (option L50-03)

- 2 x 25 pin SUB-D socket with:
- 8 analog inputs for process magnitudes (24Bit, $\pm 10V$)
 - 8 analog outputs (14Bit, $\pm 10V$)
 - 8 digital inputs
 - 8 digital outputs
 - 2 input for frequency (0.05Hz...6MHz) and rotation direction
 - in- and outputs are isolated against other electronics (test voltage 500V)

Other data

Dimensions/Weight

- Bench case 1 to 4 channels W 433mm x H 148mm x D 506mm / about 12kg
 - Bench case 1 to 8 channels W 433mm x H 283mm x D 506mm / about 23kg
 - Accessories: brackets for 19" rack, 84PU, 3HU, D 464mm
- EN61010 (IEC61010, VDE0411), protection class I
EN61326
IP20 in accordance to EN60529
0...40°C/-20...50°C
Normal environment conditions according to EN61010
100...240V, 50...60Hz, max. 150W (4 channel device), max. 300W (8 channel device)

LMG500 application software

(Name of software is equal with order number, please request detailed data sheets)

LMG-CONTROL

Individual configuration of measurement, using all features of the LMG500, spectral analysis, remote of LMG500, storage in MS Excel readable format (e.g. CSV-file)

Waveform analysis module

Logging and analysis of all sampling values

PQA-SOFT

Software especially designed for power quality analysis (acc. EN50160), easy configuring of measurement in a few steps

SYS61K-1/3-SOFT

Control and evaluation software for test systems of harmonics and flicker according to EN61000-3-2/-3/-11/-12

Measurement Accesories and Extensions

„Plug N'Measure“ current sensors for extended current ranges up to 5000A

Order no. and detailed datasheets on request

(1) Precision DC	0.02%	DC	to 1MHz	0.8A to 5000A
(2) Precision AC	0.02%	15Hz to 5kHz	5A	to 1500A
(3) Clamp on CT	0.15%	2Hz to 50kHz	0.3A to 3000A	
(4) Wideband AC	0.25%	30Hz to 1MHz	10A to 1000A	
(5) Low Cost Hall	0.3%	DC	to 200kHz	0.3A to 2000A



Example to (1):
Prec. current transducers PSU700-L50 for 700A



Example to (2):
Prec. AC current transformer LMG-Z502 for 1500A



Example to (3):
Clamp-on current sensor L45-Z06 for 40A, 5Hz to 20kHz



Example to (4):
Prec. wideband current transformer LMG-Z601 for 100A, 30Hz to 1MHz



Example to (5):
Hall effect current sensors L50-Z29 Hall for 50A to 1000A

Detailed specifications and selection guide in the handbook „ZES Sensors and Accessories“, available on request.

Precision high voltage divider

Precision high voltage divider for 3/6/9/12/30kV to 300kHz, 0.05%
Negligible phase error, therefore best suited for wideband power measuring.

- 1-channel HST for single ended voltages
- 2-channel HST for floating voltages (difference measuring)
- 3-channel HST for three phases systems (inverters)

Power quality analysis in railway technology and medium-voltage systems. Insulation diagnostics by $\tan \delta$ measuring down to 0.1Hz. Suitable for outdoor application (IP65) with high over-voltage.



HST30 for 30kV, single-phase



HST12-3 for 12kV, three-phase

RS232 - Ethernet - converter, 10/100mbit

Order no. L50-Z318

External adaptor, all connectors will be fixed at the LMG, supply by LMG

Adapter for 3-phase measurements

Order no. LMG-MAK3

- CEE-Plug, 5 pins, 16A, 2m supply cord
- CEE-Socket, 5 pins, 16A, for EUT
- Socket for supplying the meter LMG500/LMG450
- 4mm safety sockets, measuring access to current and voltage
- Safety acc. IEC61010: 300V/CATIII

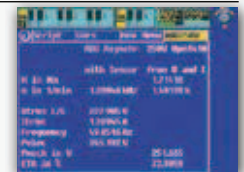
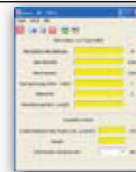


LMG-MAK3

M-n motor torque soft

Order no. L50-016

Torque and speed directly calculated from measured motor current and voltage. Supplied by frequency inverters or directly by 3-phase-net. Applicable for motors acc. to IEC-standards. Accuracy from 0 to 1.5 fold nominal torque better than 2%. Configurable with plugin in LMG-CONTROL software.



PC Software

Order no. LMG-CONTROL-B

PC software for data transfer, configuration and visualisation, Modular design, saves and loads device configurations. Interactive mode to set up the measurements. Recording and storage adds timestamps with accuracy in the range of milliseconds. Analysing modules for different applications. Basic version is free of cost.

Order no. LMG-CONTROL-WA

Additional module for LMG-CONTROL, logging and analysis of all sampling values of the LMG, harmonic analysis up to 1MHz, frameanalyser, logging of transients.



Calibration certificate

Order no. KR-L50-B

Order no. KR-L50-CHN*

*For each power channel

Calibration with certificate, traceable according to ISO9000

Calibration and service package for extended warranty

Order no. L50-KSP

With the purchase of the calibration and service package the warranty will be extended every year for further 12 months according to your wishes and technical applications.
The necessary access is the calibration according to ISO9000 at first delivery of the device. After 12 months the device has to be sent back to ZES ZIMMER for a further calibration and if necessary for adjustment. Along with the calibration the appropriate maintenance work is accomplished. During the warranty period and extended warranty period

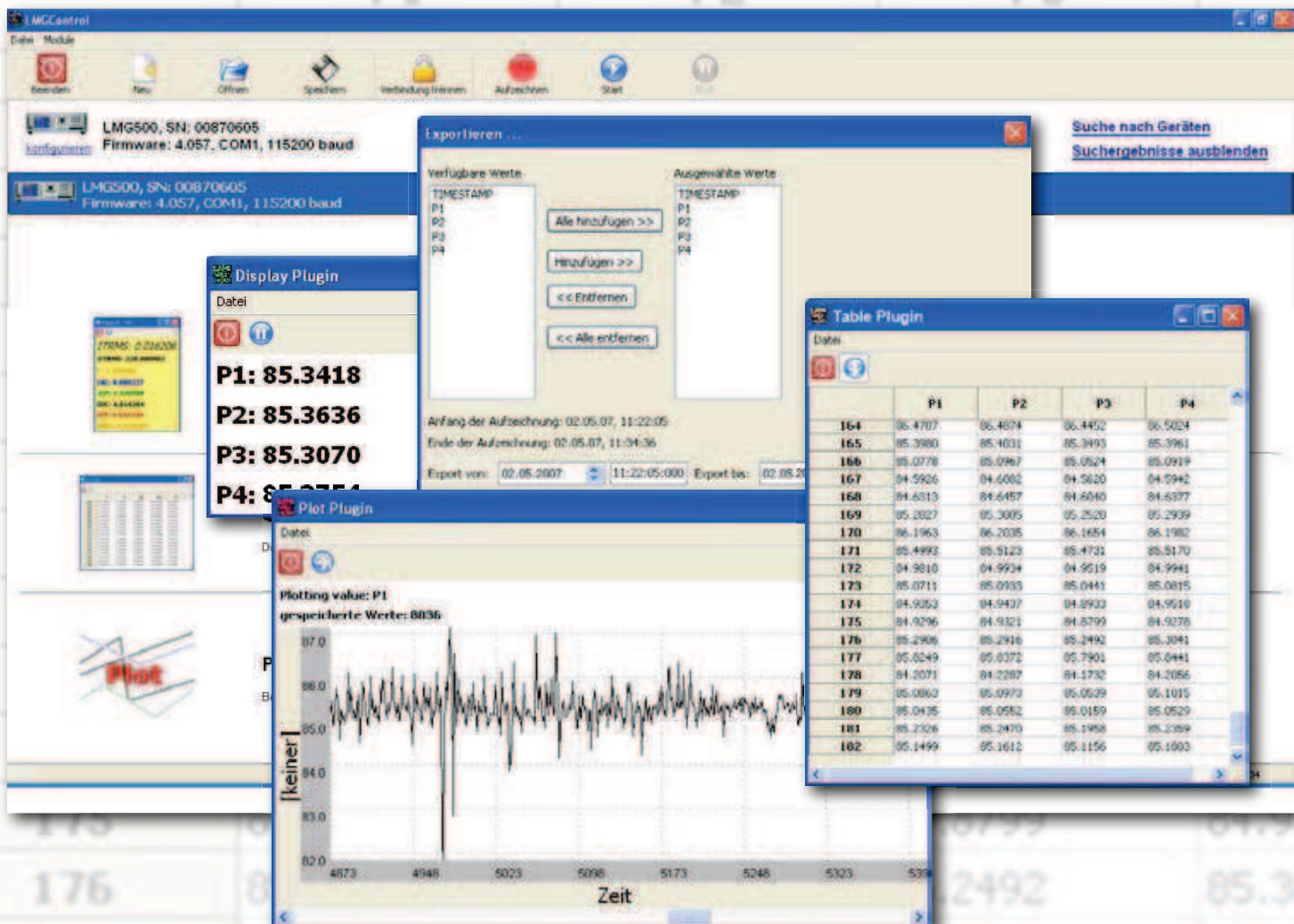
all incidental repair work is accomplished free of charge. Repairs of failures through abrasion and faulty handling are excepted from the warranty. Requirement for extended warranty and its continuation is the calibration at first delivery and the annual due in time calibration in continuity. The required extension always needs our written acknowledgement. On this way a warranty time of 10 years or longer can be achieved.



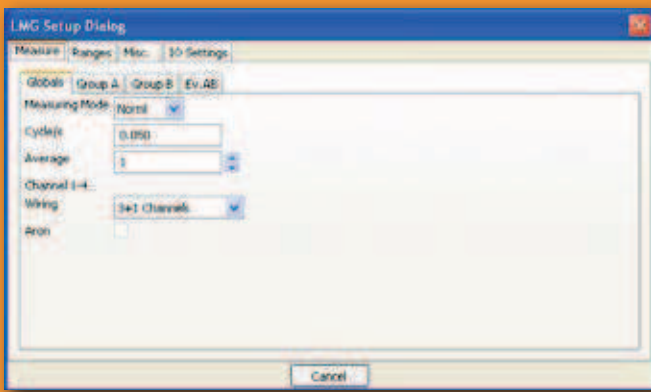
Subject to technical changes, especially to improve the product, at any time without prior notification.

Visualisation, Logging and Evaluation Configuration-/Control Software

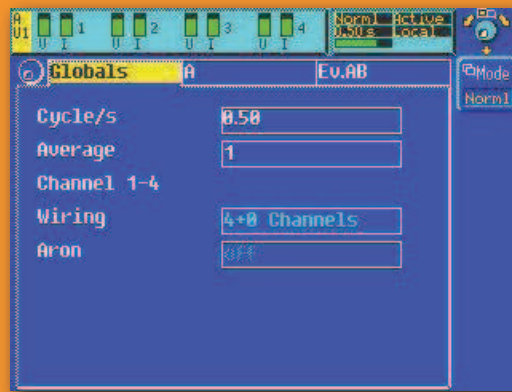
The link between unit under test, power meter and developer



- Transfer of the current configuration and remote-edit on PC
- Selection of any measuring values from different channels and groups
- Online visualisation during the recording, in graphical and in table form
- Export of a subset of the recorded measuring values for a selectable time period
- Multiplicity of evaluation modules additional to basic version
- Timestamps with a resolution of 1 millisecond



Measuring menu in **LMG-CONTROL** software ...



... and at the precision power meter

Modular design

- Plot module: Y(t)-plot of selected measuring values
- Table module: tabular display of measuring values
- Display module: display of current values

Save and load device configuration

- edit LMG-scripts and formulas remotely in **LMG-CONTROL**

Interactive mode to set up your measurements

- immediate transfer and display of configuration
- concise selection of measuring values

Recording and storage

- recording adds timestamps with accuracy in the range of milliseconds for precise data processing and analysis
- programmable recording:
 - with timer (start and stop, resp. recording duration)
 - triggered by digital inputs
 - when measuring value exceeds definable threshold
- compressed storage of data saves disk space

Analysis

- modules for different display and analysis

Data export

- reduction of data size by selection of a subset of the recorded measuring values and selection of a time period
- intelligent data export optimised for external applications like Microsoft Excel, Matlab, etc.

Subject to technical changes, especially to improve the product, at any time without prior notification.

StecaGrid 300/500

StecaGrid 300/500 | StecaGrid Control | StecaGrid Remote



StecaGrid 300/500 - inversor
StecaGrid Control - unidad de control
StecaGrid Remote - display remoto

StecaGrid 300/500

Flexible

- Un string de módulos puede conectarse a un inversor. Conectando otros inversores, puede ampliar su sistema y alcanzar así la dimensión de sistema que desee.
- Los inversores StecaGrid 300 pueden combinarse entre sí hasta alcanzar una dimensión de sistema de 3.600 Wac; los aparatos StecaGrid 500 pueden combinarse hasta alcanzar una dimensión de 3.500 Wac.

Eficiencia ecológica

- El inversor StecaGrid 300 tiene un coeficiente de rendimiento máximo de 94,8 %. El coeficiente de rendimiento máximo del StecaGrid 500 es, con 95,8 %, incluso mayor.
- Cada módulo solar tiene su propia tensión óptima de servicio (o el punto de potencia máxima, MPP). Con esta tensión, el módulo genera su máxima potencia. Puesto que los inversores StecaGrid 300 y StecaGrid 500 trabajan según el principio

MiniString, se busca el punto de trabajo óptimo para cada una de los strings. El resultado: su instalación solar no es sensible a las sombras parciales, a las distintas temperaturas de los módulos ni a las orientaciones de los módulos.

Instalación y aplicación sencillas

- Bajo peso: así, la instalación puede realizarla una sola persona
- Los inversores StecaGrid 300 y 500 se encuentran disponibles tanto con conectores CC Tyco como Multi-Contact (MC3, Solarline 1).
- Para la conexión eléctrica, es necesario un equipamiento especial.
- Todos los contactos eléctricos son seguros.
- Los strings son pequeños y tienen tensiones relativamente pequeñas.

StecaGrid Control

- El StecaGrid Control controla la potencia de su instalación solar. Representa los kWh producidos y el estado del sistema en un display y

cuenta también (opcionalmente) con funciones de seguridad integradas (ENS). Cada instalación solar requiere sólo un StecaGrid Control. Puesto que el StecaGrid Control tiene las mismas dimensiones que los inversores StecaGrid 300 y 500, puede fijar el aparato a la derecha de su/s inversor/es. A través de una línea de conexión de datos se envían todos los datos del/de los inversor/es al StecaGrid Control.

StecaGrid Remote

- Adicionalmente al StecaGrid Control se ofrece una unidad de comunicación externa inalámbrica: el StecaGrid Remote. Además del estado del sistema, este aparato muestra la potencia actual y la energía generada al día, a la semana, al mes y al año. El StecaGrid Remote puede instalarse en cualquier lugar cercano al sistema de inversores.

Datos técnicos

StecaGrid 300 / StecaGrid 500 (inversores)

	StecaGrid 300	StecaGrid 500
Lado de entrada		
Rango de tensión de entrada	45 – 135 V DC	45 – 230 V DC
Rango MPPT	45 – 100 V DC	75 – 170 V DC
Potencia FV máx. recomendada	375 Wp	625 Wp
Potencia máx. de entrada	320 W*	530 W*
Corriente máx. de entrada	5 A*	5 A*
Conector CC	Multi-Contact MC 3 (Solarline 1) o Tyco Solarlok	Multi-Contact MC 3 (Solarline 1) o Tyco Solarlok
*) una mayor potencia de entrada y/o una mayor corriente disponibles no se utilizan, ya que el aparato cuenta con una función de protección ante sobrecargas.		
Lado de salida		
Potencia nominal de salida	300 W	500 W
Tensión nominal de salida	230 V / 50 Hz	230 V / 50 Hz
Máximo coeficiente de rendimiento	94,8 %	95,8 %
Coeficiente de rendimiento europeo	93,4 %	94,5 %
Factor de potencia	> 0,95	> 0,95
Coeficiente de distorsión	< 6 % (potencia máxima)	< 5 % (potencia máxima)
Conector CA	Wieland Electric GST 18i3V	Wieland Electric GST 18i3V
Datos generales		
Separación galvánica	no	no
Alimentación interna	desde el módulo solar (sin corriente en standby)	desde el módulo solar (sin corriente en standby)
Encendido / apagado	arranque/parada automáticos	arranque/parada automáticos
Tensión de inicio	Inicio a > 2 W, 45 V de tensión de entrada	Inicio a > 2 W, 45 V de tensión de entrada
Monitorización de la red	tensión (230 V +/- 10%) * frecuencia (50 Hz +/- 1 Hz) *	tensión (230 V +/- 10%) * frecuencia (50 Hz +/- 1 Hz) *
Protección contra funcionamiento aislado	control de la tensión de red y la frecuencia	control de la tensión de red y la frecuencia
Dimensiones (alto x profundo x ancho)	242 x 186 x 71 mm	242 x 186 x 71 mm
Peso	1,4 kg	1,4 kg
*) son posibles otros ajustes de valores límite		
Condiciones ambientales		
Temperatura	entre -20 °C y 45 °C	entre -20 °C y 45 °C
Instalación	interior (grado de protección IP 20)	interior (grado de protección IP 20)
Montaje y conexión		
Montaje de un solo inversor	tres tornillos de fijación	
Montaje de varios inversores	montaje sobre riel DIN	
Conexión lado de CA	acoplamiento CA (Wieland Electric GST 18i3V 1P1) *	
Conexión para transmisión de datos	acoplamiento de datos Steca*	
*) Ambos acoplamientos de conexión se suministran junto con el inversor.		

Normas y verificaciones	
El inversor cumple con las siguientes normas y los siguientes estándares:	
CEM; emisión	EN 50081-1 (EN 55014 y EN 55022)
Resistencia a las interferencias	EN 50082-1
Seguridad	EN 60950 y EN 50178
Norma de calidad	ISO 9001
Norma medioambiental	ISO 14001
Marcas de verificación	KEMA, marca CE

StecaGrid Control N / StecaGrid Control D (unidad de control)

	StecaGrid Control N	StecaGrid Control D
Lado de entrada 230 Vac	acoplamiento CA (Wieland Electric GST 18i3V 1P1) *	acoplamiento CA (Wieland Electric GST 18i3V 1P1) *
Datos	acoplamiento de datos Steca*	acoplamiento de datos Steca*
Lado de salida 230 Vac	cable de red de 1,5 m con conector de red	cable de red de 1,5 m con conector de red
Interruptor de seguridad en caso de falla de corriente	30 mA AC; **	30 mA AC; **
Interruptor principal	sí	sí
Display	sí	sí
Dimensiones (alto x profundo x ancho)	250 x 175 x 70 mm	250 x 175 x 70 mm
Peso	1,75 kg	1,75 kg
Consumo propio	2,4 W	2,4 W
ENS	sin ENS	según DIN VDE 0126

*) Ambos conectores se suministran junto con el inversor.

**) Sensibilidad CC adecuada para StecaGrid 300/500.

Normas y verificaciones	
La unidad de control StecaGrid Control cumple con las siguientes normas y los siguientes estándares:	
CEM; emisión EN 50081-1	(EN 55014 y EN 55022)
Resistencia a las interferencias	EN 50082-1
Seguridad	EN 60950
Monitorización de la red	DIN VDE 0126 (sólo StecaGrid Control D)
Norma de calidad	ISO 9001
Norma medioambiental	ISO 14001
Marcas de verificación	marca CE

StecaGrid Remote (display remoto)

	StecaGrid Remote
Display	de StecaGrid Control
Transceptor	868 MHz ISM
Alimentación	2x LR06 (AA)
Normas y verificaciones	
El display remoto StecaGrid Remote cumple con las siguientes normas y los siguientes estándares:	
Radiotransmisión	EN 300.220

Seguro

- > Seccionador de potencia de CC integrado ESS
- > Separación galvánica

Montaje en intemperie

- > Para montaje interior y en intemperie
- > Rango de temperatura ampliado

Fiable

- > Servicio SMA en todo el mundo y línea de atención al cliente
- > Amplio programa de garantía de SMA



SUNNY BOY 1100 / 1700

Compactos

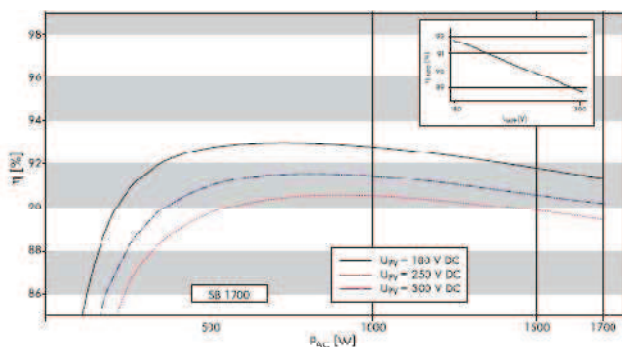
A la hora de configurar una instalación solar se busca conseguir un ajuste óptimo entre el rendimiento del generador solar y el del inversor. Para ello es indispensable disponer de una amplia gama de inversores. Con más de 30.000 equipos vendidos en todo el mundo, los modelos compactos Sunny Boy 1100 y Sunny Boy 1700 son dos de nuestros modelos de más éxito. Con la tecnología más innovadora, estos "pequeños" Sunny Boy ahora también incluyen la separación de red SMA grid guard, de aplicación en todo el mundo. La interfaz garantiza una mayor seguridad en el funcionamiento de la instalación fotovoltaica y permite la inyección a la red eléctrica pública desde cualquier lugar.

Datos técnicos

SUNNY BOY 1100 / 1700

	SB 1100	SB 1700
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC	1210 W	1850 W
Tensión máx. de CC	400 V	400 V
Rango de tensión fotovoltaica, MPPT	139 V - 320 V	139 V - 320 V
Corriente máx. de entrada	10 A	12,6 A
Número de seguidores de MPP	1	1
Número máximo de Strings (en paralelo)	2	2
Salida (CA)		
Potencia nominal de CA	1000 W	1550 W
Potencia máxima de CA	1100 W	1700 W
Corriente máx. de salida	5,6 A	8,6 A
Tensión nominal de CA / rango	220 V - 240 V / 180 V - 260 V	220 V - 240 V / 180 V - 260 V
Frecuencia de red de CA (de ajuste automático) / rango	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz
Factor de potencia (cos ϕ)	1	1
Conexión de CA	monofásica	monofásica
Rendimiento		
Rendimiento máx.	93,0 %	93,5 %
Rendimiento europeo	91,6 %	91,8 %
Dispositivos de protección		
Protección contra polarización inversa (CC)	●	●
Seccionador de carga de CC ESS	●	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●
Monitorización de toma a tierra	●	●
Monitorización de red (SMA grid guard)	●	●
Con separación galvánica	●	●
Datos generales		
Dimensiones (ancho x alto x fondo) en mm	434 / 295 / 214	434 / 295 / 214
Peso	22 kg	25 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emisiones de ruido (típicas)	≤ 39 dB(A)	≤ 46 dB(A)
Consumo característico: funcionamiento (stand-by) / nocturno	< 4 W / 0,1 W	< 5 W / 0,1 W
Topología	transformador de baja frecuencia	transformador de baja frecuencia
Sistema de refrigeración	convección	convección
Lugar de montaje: interior / en intemperie (IP65)	● / ●	● / ●
Características		
Conexión de CC: MC3 / MC4 / Tyco	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Conexión de CA: conector	●	●
Display LCD	●	●
Color de la tapa: rojo	●	●
Interfaces: RS485 / por radio	○ / ○	○ / ○
Garantía: 5 años / 10 años	● / ○	● / ○
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Iberica.com	www.SMA-Iberica.com
● Equipamiento de serie ○ Opcional	Datos en condiciones nominales - estado de marzo 2009	

Curva del coeficiente de rendimiento



Accesorios

